

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ
ТЕПЛО- И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ**

**Материалы 3-й научно-практической
конференции**

29–31 мая 2012 года

**Санкт-Петербург
2012 г.**

Сопредседатели оргкомитета –
Валерий Афанасьевич Медведев
Николай Александрович Соколов

Ответственный за подготовку трудов конференции к изданию,
Менеджер оргкомитета — Евгения Николаевна Просяникова
тел. (812) 921-42-85
e-mail: orgkomitet@list.ru

Ответственность за подбор, достоверность и точность приведенных фактов, экономико-статистических и технических данных, собственных имен и прочих сведений, а также за то, что в материалах не содержится данных, не подлежащих открытой публикации, несут авторы опубликованных материалов и рекламодатели.

- © Составитель сборника Е. Просяникова, 2012
- © Верстка сборника Т. Каргапольцева, 2012
- © Дизайн обложки И. Трошева, 2012

*Гостеприимный Санкт-Петербург приветствует
участников третьей международной научно-практической
конференции «Энергосбережение в системах
тепло- и газоснабжения.
Повышение энергетической эффективности»!*

Большинство из тех, кто нашел время приехать к нам, принять участие в докладах и обсуждениях, в течение двух десятков лет, а кто и более, являются не только свидетелями, но и творцами тех новых подходов и решений в энергосберегающих технологиях, которые необратимо входят в практику отечественного строительства и машиностроения, эксплуатации зданий и оборудования, в жилищно-коммунальную сферу.

Успехи приходят медленнее, чем мы рассчитывали на старте. Упущенные годы приходится наверстывать как в части законодательной и нормативной базы, так и в технологическом плане и секторе информационных технологий, в подготовке современно образованных, в первую очередь творческих, молодых кадров. К сожалению, даже в федеральных законах не всегда верно оценивается потенциал российской экономики, устанавливаются «кавалеристские», короткие сроки исполнения прописанных в законах прямых поручений органам власти, не подкрепленные финансовым обеспечением и современной нормативной базой, в том числе в части технического регулирования и метрологии.

И все-таки состав двинулся и продолжает набирать скорость.

Значительное место на путях решения задач береженого расходования энергии и энергоносителей занимает внедрение приборов и систем учета.

Практически с нуля, первоначально на энтузиазме немногих энергичных предпринимателей, возникло и демонстрирует все более крепкие мускулы приборостроение, выпускающее средства измерений для учета потребленных энергоресурсов – воды, газа, тепловой энергии. Становится обычным объединение приборов и измерительных систем узлов учета отдельных объектов в измерительно-диспетчерские системы и сети, хотя здесь еще остаются «открытые» вопросы. Бурными темпами переоснащается и совершенствуется учет в электроэнергетике.

Одна из «больных» тем энергосбережения, затрагивающая социальный климат общества – внедрение в строительство и капитальный ремонт жилых зданий эффективных технологий

отопления, которые позволяют жильцу экономить потребляемое тепло, и денежные средства на его оплату, за счет осознанного рационального выбора, в установленных границах, режимов поддержания комфортных условий в жилых, а также и технологических, помещениях дома. Радиаторы отопления с регуляторами температуры – обычное оборудование жилых зданий в развитых странах, наиболее эффективны вместе с индивидуальными приборами учета потребляемой тепловой энергии. Записанный в Федеральном законе о теплоснабжении квартирный учет тепловой энергии – примета уже сегодняшнего дня, пусть и в начальной стадии.

Значительные возможности энергосбережения открываются в связи с появлением высокоэффективных теплоизоляционных стройматериалов, новых технологий вентиляции и кондиционирования, все более широкого применения в производственных зданиях инфракрасных отопительных приборов с непосредственным сжиганием природного газа.

Желаем участникам и гостям конференции успешной работы!

Оргкомитет

ГЛАВНЫЙ ЦЕНТР ГОСУДАРСТВЕННЫХ ЭТАЛОНОВ
РОССИИ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
(к 170-летию со дня основания первого государственного метро-
логического учреждения России, ныне – ВНИИМ
им. Д. И. Менделеева)

Н. А. Соколов, Е. Б. Гинак

ВНИИМ им. Д. И. Менделеева является преемником одного из старейших в мире и первого в России государственного метрологического учреждения «Депо образцовых мер и весов», созданного по Именному Указу императора Николая I от 4 (16) июня 1842 г. Указ под заголовком «Положение о мерах и весах» определял также единую систему единиц, обязательную для применения на всей территории российского государства. В нём были утверждены эталоны этой системы; изложены принципы организации надзора и поверки мер и весов, оговорён порядок их производства и клеймения.

Создателем первых эталонов России и первым ученым хранителем Депо образцовых мер и весов, которое около 20 лет размещалось на территории Петропавловской крепости, был академик А. Я. Купфер. В 1865 г. Депо возглавил профессор Института инженеров путей сообщения В. С. Глухов. В связи с необходимостью улучшения условий хранения эталонов в 1879 г. на Забалканском проспекте (ныне Московский пр., 19) было построено новое специально оборудованное здание с массивным фундаментом (свыше 600 т) и термостатированием хранилищ эталонов, окружённых со всех сторон коридорами для свободной циркуляции воздуха. Оконные блоки имели тройное остекление, которое отвечает самым современным требованиям по энергосбережению. Строительство здания по проекту архитектора Ф. Ф. Бекмана завершилось в декабре 1879 г. В настоящее время оно служит главным эталонным корпусом ВНИИМ.

Дмитрий Иванович Менделеев становится учёным-хранителем Депо образцовых мер и весов 19 ноября 1892, будучи уже всемирно известным учёным, «советником Российского правительства по экономическим вопросам». Обладая большим практическим опытом и являясь сторонником быстрого промышленного подъёма

России, он первым определил ведущую роль метрологии в развитии научно-технического прогресса. Д. И. Менделеев разработал метрологическую реформу, претворение в жизнь которой стало одной из первоочередных государственных задач в период бурного развития капитализма и технического перевооружения промышленности России на рубеже XIX–XX веков. Депо было преобразовано в Главную палату мер и весов – первый государственный научно-метрологический и поверочный центр, обладающий первоклассно оборудованной лабораторной базой.

С первых дней революции Главная палата подчинялась Народному комиссариату торговли и промышленности. С 1922 по 1929 годы президентом Главной палаты был ученик и преемник Д. И. Менделеева академик Д. П. Коновалов – выдающийся учёный физикохимик. Он значительно расширил сферу деятельности вверенного ему учреждения, изменил структуру, создав Метрологический и Поверочный институты для обеспечения единства измерений и улучшения поверочной деятельности на местах. Под его руководством в Главной палате были разработаны эталоны единиц световых и электрических величин, платиновые термометры сопротивления и платино-родиевые термопары, эталонная пурка, первая эталонная калориметрическая установка. В химической лаборатории было начато изготовление и проведены испытания первых отечественных стандартных образцов бензойной кислоты, один из которых был принят в качестве эталона СССР.

В 1931 г. Главная палата была переименована во Всесоюзный научно-исследовательский институт метрологии и стандартизации (ВИМС). В 1934 г. ВИМС был преобразован во Всесоюзный научно-исследовательский институт метрологии (ВНИИМ).

10 января 1945 г. ВНИИМ было присвоено имя основоположника научной метрологии Д. И. Менделеева.

Существенное влияние на развитие отечественной метрологии оказали переход нашей страны к рыночной экономике и решение о создании единой международной системы сопоставимости результатов измерений, необходимой для развития торговли в условиях глобализации мировой экономики. В 1999 г. было подписано международное соглашение «Договорённость о взаимном признании национальных эталонов и сертификатов калибровки и измерений, выдаваемых национальными метрологическими институтами». Договорённость рассматривается как необходимый этап на пути к снижению барьеров в торговле, а также к обеспечению

достоверной информацией об изменении климата, уровня мирового океана, безопасности новых материалов. В настоящее время к ней присоединились более 50 стран. По количеству позиций, включённых в базу данных Международного Бюро мер и весов и характеризующих признанные всеми участниками Договорённости измерительные и калибровочные возможности (СМС), Россия по состоянию на конец 2011 г. занимает третье место в мире (1429 позиций), уступая лишь США (2281 позиция) и Германии (1673 позиции). На долю ВНИИМ приходится 75 % (1063 позиции) от суммарного количества позиций СМС страны.

Только за последние пять лет во ВНИИМ им. Д. И. Менделеева были модернизированы и усовершенствованы 17 государственных первичных эталонов в наиболее востребованных областях измерений. К ним относится и область измерений теплофизических величин, служащих основой метрологического обеспечения энергосбережения.

На 21 сессии Консультативного совета по термометрии Международного бюро мер и весов была создана рабочая группа по обеспечению единства теплофизических измерений (WG 9). В её состав вошли представители 10 национальных метрологических институтов, обладающих общепризнанной теплофизической аппаратурой, в том числе – ВНИИМ им. Д. И. Менделеева.

Наряду с измерением теплофизических величин необходимо испытывать теплотехнические параметры конструкций, которые зависят от окружающих условий. Поэтому параллельно с ВІРМ существует ИЛАК – международная организация сотрудничества по аккредитации испытательных лабораторий. ВНИИМ стал членом ИЛАК в 2004 году. В 2005 году подписан меморандум о взаимном признании и сотрудничестве между ИЛАК и ВІРМ.

Главный постулат обеих организаций: «Измерено (испытано) однажды – принято везде»! Основной мировой тенденцией последних лет стало “traceability”, то есть прослеживаемость результатов измерений к национальному эталону. Раньше любая иностранная фирма «гарантировала» и этого было достаточно. Теперь, чтобы продать свою измерительную продукцию, она должна показать, с помощью какого эталона обеспечена правильность измерений.

В докладных записках Министру финансов Д. И. Менделеев неоднократно подчеркивал, что приборы «составляют предметы, на счет которых делаются многомиллионные сделки*», и, стало

* Менделеев Д. И. Докладная записка Э. Д. Плеске о преобразованиях, необходимых в деле поверки мер и весов // Соч.: В 25 т. Л.; М., 1950. Т. 22. С. 850.

быть, их испытания и поверка приобретают первостепенное значение для государства. Тем же принципам следовала и советская иерархическая система метрологического обеспечения, которая теперь исподволь внедряется в мировую практику. В некоторых иностранных приборостроительных фирмах, поставляющих свою продукцию на российский рынок, отсутствует правильный контроль метрологических параметров средств измерений, как когда-то в российских учреждениях времён Менделеева. В результате их изделия, «продолжая быть товаром, почти перестали представлять из себя измерительный прибор»^{*}. Сертификационные испытания зарубежных средств измерений теплофизических величин, используемых для метрологического обеспечения энергосбережения, показывают, что их погрешность иногда в несколько раз превышает рекламируемые значения, и на поверку отечественные приборы оказываются ничуть не хуже иностранных.

Пилотные сличения, проведённые в рамках рабочей группы WG 9 Международного бюро мер и весов с 2007 по 2010 годы, в которых участвовали 7 наиболее развитых стран, показали, что на сегодняшний день самой точной эталонной теплофизической аппаратурой обладают США, Великобритания, Франция и Россия. Приборы других стран – участниц сличений значительно хуже, хотя по сведениям, которые можно почерпнуть из Интернета, этого не скажешь. К сожалению, о действительных неблестящих метрологических параметрах весьма дорогой зарубежной аппаратуры отечественные потребители зачастую узнают, лишь когда она уже приобретена и давать её некуда.

Отступление от иерархической государственной структуры метрологического обеспечения, выразившееся в добровольном определении качества своих изделий отечественными фирмами-производителями, не замедлило сказаться на качестве их товаров. Проведённые на эталонной установке ВНИИМ измерения показали, что теплопроводность 80 % исследованных типов теплоизоляторов не соответствует рекламным проспектам, техническим условиям и данным, приведённым в нормативных документах, которые используются при проектировании зданий и сооружений. Какое может быть энергосбережение при недостоверности исходной информации о теплофизических свойствах теплоизоляционных материалов?

^{*} Егоров К. Н. Отчёт о командировке в города: Варшаву, Лодзь и Люблин // Временник Главной палаты мер и весов. 1900. Ч. 5. С. 116.

«Упорядочение дела мер и весов, применяемых в промышленности и торговле, влечёт за собой урегулирование всяких промышленно-торговых отношений, чего требует развитие производительных сил страны»^{*}. Решение этой проблемы возможно только на государственном уровне.

^{*} Менделеев Д. И. Докладная записка Э. Д.Плеске о преобразованиях, необходимых в деле поверки мер и весов // Соч.: В 25 т. Л.; М., 1950. Т. 22. С. 837.

ИЗМЕРЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ВОДЯНЫХ СИСТЕМАХ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.
КОСВЕННЫЕ И ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ. РОЛЬ АТТЕСТОВАННЫХ МЕ-
ТОДИК ИЗМЕРЕНИЙ И МЕТОДИК, ИЗЛОЖЕННЫХ
В РУКОВОДСТВЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

В. А. Медведев

Основная цель данной статьи – прояснить различие между косвенными и прямыми измерениями тепловой энергии (теплоты) в системах водяного теплоснабжения различной конфигурации. Такая постановка вопроса, на наш взгляд, позволяет обосновать необходимость разрабатывать применять аттестованные методики измерений в одних случаях и обходиться указаниями руководств по эксплуатации СИ в других.

Рассмотрение начнем с элементарных систем теплопотребления.

1. Элементарными системами потребления теплоты будем считать тупиковую, однотрубную систему и закрытую систему (используем «устоявшиеся» термины). а) *Тупиковая, однотрубная система*: теплота затрачена на подогрев невозвращенного теплоносителя от температуры природного источника воды до темпе-

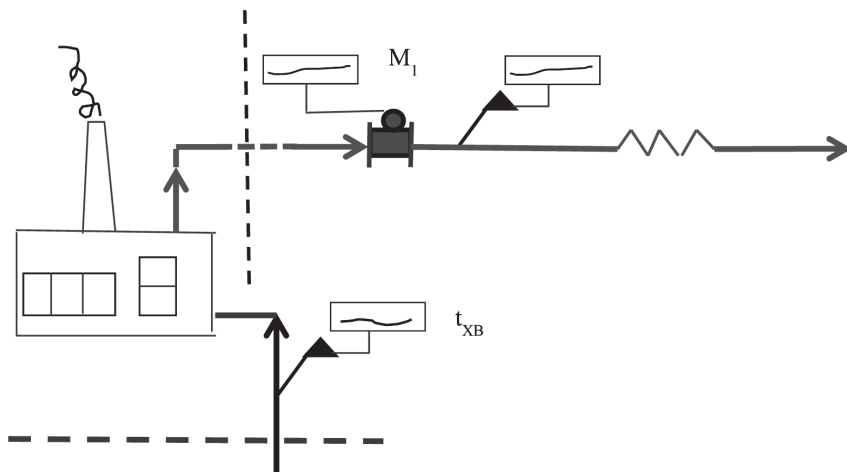


Рис. 1. Тупиковая система теплопотребления. Косвенный метод измерений

ратуры на границе ответственности потребителя. Вся подогретая вода остается у потребителя.

Потребитель установил два прибора с записью показаний в функции времени, например, на ленту самописца. Это расходомер, M_1 , и термометр, t_1 . Еще один термометр, t_{XB} , установлен на трубопроводе подпитки у производителя теплоты. Нам доступны записи показаний расходомера и обоих термометров; все СИ внесены в Госреестр и прошли поверку. Пусть расходомер у нас объемный, а термометры представляют результат непосредственно в градусах Цельсия, преобразуя измеренные сопротивления термометров в соответствии с действующим стандартом.

Мы понимаем, что за некоторый интервал времени производитель затратил на подогрев теплоносителя, переданного потребителю, до температуры на границе системы потребителя теплоту в количестве:

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} [(g\rho(h_1 - h_{XB}))]d\tau. \quad (1)$$

Здесь g – объемный расход; ρ – плотность воды в расходомере.

Расчет, в допустимой степени приближенный, количества теплоты, соответствующего (1), нужно будет провести по методике измерений, которая устанавливает разбиение интервала (t_2 , t_1) на подинтервалы, в которых можно считать постоянными расход и температуры воды. Методика должна содержать указания по расчету значений удельных энтальпий h_i по измеренным температурам, при этом условно принимаются либо два различных давления воды в точках «XB» и « t_1 », либо одно условное давление. То же относится к расчету плотности воды ρ в объемном расходомере. Методика измерений должна устанавливать требования к точности результата, которые обеспечиваются как выбором приборов, так и методическими приемами расчета и использования показаний приборов.

Вот мы и провели косвенные измерения теплоты, потраченной на подогрев невозвращенного теплоносителя.

А теперь представим, что все три прибора (пусть это оказалось технически возможным, не смотря на удаленность точки измерений температуры холодной воды) подключены к измерительно-вычислительному устройству, тепловычислителю по терминологии соответствующего стандарта, и образуют теплосчетчик. Этот теплосчетчик отвечает всем техническим требованиям, изложенным в

стандарте на такой прибор, прошел соответствующие испытания типа СИ, внесен в Госреестр СИ и своевременно поверен. Он реализует уравнение (1) с допустимой степенью условности, как то установлено стандартом. Сошлемся здесь на новую редакцию национального стандарта «Теплосчетчики»: ГОСТ Р ЕН 1434-1...6–2011 /1/, который вводится в действие в РФ в 2013 году.

Это уже прямые измерения с применением сертифицированного прибора, отвечающего требованиям национального стандарта. Для такого прибора не нужна методика измерений, он просто должен быть применен в соответствии с указаниями руководства по эксплуатации: правильно установить расходомер и термометры, обеспечить установленные условия эксплуатации, и т. д.

И все-таки заметим, что в методе измерений с применением теплосчетчика остается место методике измерений. Это уже не методика применения СИ, а методика, содержащая правила «заполнения» возможных временных «пропусков» в интервале измерений, когда время работы теплосчетчика меньше календарного времени интервала.

Не будем в рамках данной статьи обсуждать этот специфический вопрос, лишь укажем, что он до сих пор недостаточно разработан. Такая методика, скорее всего, должна быть типовой, введенной как раздел нормативного документа ранга правил учета, или закона ранга технического регламента.

Б) Закрытая система теплопотребления – вторая элементарная система в теплоснабжении. Не будем приводить рисунок, а лишь скажем, что и в этой задаче возможны как косвенные измерения с использованием методики измерений, если используются показания отдельных приборов, как на рис 1, так и применение теплосчетчика (классический тип по /1/!).

Подчеркнем здесь, что десятилетиями, с середины прошлого века, в России применялся косвенный метод измерений теплоты в теплоснабжении, поэтому до настоящего времени в нормативных документах типа «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» /2/ бытует термин «точки измерений параметров теплоносителя». С трудом удастся убеждать специалистов, что эта терминология тормозит современные приборные и системные подходы. По сути дела и действующие «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» 1995 года, и новый проект «Правил», каким он вышел из-под пера инициативной группы разработчиков в июне 2011 года, остаются в части измерений методиками косвенных

измерений с многочисленными уравнениями измерений, написанными в терминах прямых измерений расходов и температур теплоносителя. Хотя термин «теплосчетчик», с недостаточно ясным его определением, присутствует в обоих упомянутых документах.

В то же время выпускаемые российскими производителями и импортируемые теплосчетчики, применяемые в стране, реализуют, конечно же, прямой метод измерений.

2. Открытые системы теплоснабжения с несколькими теплосчетчиками в качестве измерительных приборов

На рис. 2 – открытая система теплоснабжения с возвратом части теплоносителя. Потребитель установил два теплосчетчика, на подающем и обратном трубопроводах. В данном случае технически нет возможности подключить к каждому вычислителю термометр, измеряющий температуру холодной воды у производителя теплоты. Поэтому в теплосчетчиках ТСЧ1 и ТСЧ2 вторая температура – температура холодной воды, задана как константа в памяти вычислителей. Схема включения приборов позволяет реализовать косвенный метод измерений потребленной теплоты: условное количество потребленной теплоты Q' составляет

$$Q' = Q_1 - Q_2 \quad (2)$$

В полученный результат должна быть внесена поправка на действительную температуру холодной воды в соответствии с типовой

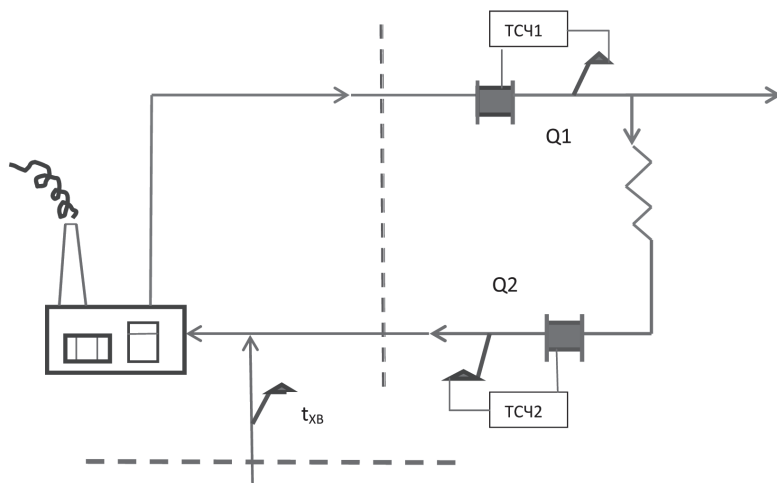


Рис. 2. Косвенный метод измерений в открытой системе: два теплосчетчика.

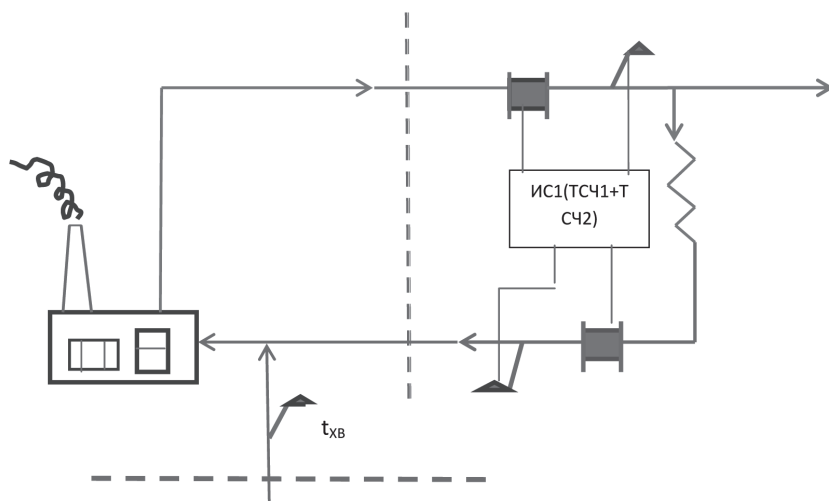


Рис. 3. Прямой метод измерений в открытой системе, одна измерительная система.

методикой, изложенной в ГОСТ Р 8.592–2002 /3/. Таким образом, мы должны использовать методику измерений, описывающую конкретную систему с двумя теплосчетчиками, и в этой методике указать на использование упомянутой выше типовой методики.

На рис. 3 изображен другой прием – прямые измерения с использованием измерительной системы, каналами которой служат теплосчетчики ТСЧ1 и ТСЧ2 с предыдущего рис. 2. Эти теплосчетчики либо утверждены как тип СИ, либо проходят оценку соответствия требованиям национальных стандартов на теплосчетчики в рамках испытаний в целях соответствия типу измерительной системы в целом. Программное обеспечение системы реализует уравнение измерений (2). Для самой системы не нужна методика измерений – все указания содержатся в руководстве по эксплуатации и в документах, описывающих содержание и структуру программного обеспечения. Типовая методика ГОСТ Р 8.592–2002 служит руководством по завершению процедур внесения поправок в результат прямых измерений и, как максимум, должна быть упомянута в соответствующем разделе описания типа измерительной системы.

Схема, приведенная на рис. 3, является типичной схемой учета теплоты при горячем водоснабжении здания с циркуляцией теплоносителя.

В жилых зданиях с четырехтрубным подключением к центральному тепловому пункту вместе с рассмотренной системой измерений теплоты в ГВС устанавливается также теплосчетчик в закрытой системе отопления. Если этот теплосчетчик вместе с двумя теплосчетчиками системы ГВС объединены в общую измерительную систему узла учета тепловой энергии, и в программном обеспечении ИС предусмотрено суммирование тепловой энергии отопления и ГВС, мы получаем средство измерений, реализующее прямой метод измерений количества теплоты, потребленной зданием, с использованием указанной трехканальной измерительной системы. К ней в равной мере относятся замечания по применению типовой методики ГОСТ Р 8.592–2002. В то же время руководство по эксплуатации измерительной системы является исчерпывающим методическим документом, исключающим необходимость разработки методики измерений.

Рассмотренные схемы теплоснабжения не исчерпывают возможные варианты схем измерений, которые могут быть продиктованы практикой теплоснабжения. Однако общий подход – создание измерительных систем с каналами-теплосчетчиками, позволяет применить единообразные решения, реализующие прямой метод измерений.

Можно здесь упомянуть, не называя изготовителей, производимые в России измерительные системы подобного рода, правда, называемые теплосчетчиками, с широким спектром настроек под конкретный тип системы как у производителей теплоты, так и у потребителей. На этапе очередных испытаний в целях утверждения типа такие измерительные системы должны подтвердить соответствие требованиям национальных стандартов к теплосчетчикам и их составным элементам. Такие системы должны быть доукомплектованы руководствами по эксплуатации, отражающими их многоканальность (в смысле каналов-теплосчетчиков), а также методиками поверки, включающими типовую поверку всех теплосчетчиков, образующих ту или иную конфигурацию измерительной системы. Структура и состав программного обеспечения каждой модификации должны быть представлены в документах на программное обеспечение, установленных требованиями стандартов единой системы эксплуатационных документов.

В идеале программное обеспечение измерительной системы узла учета тепловой энергии и теплоносителя может включать блоки, выполняющие функции «заполнения» интервалов нештат-

ных ситуаций, с тем, чтобы измерительная система узла учета представляла «полный» результат за весь учетный период. Такие примеры уже есть в Москве, хотя они пока рассматриваются как эксперимент. Нужно придать таким «полным» результатам статус коммерческих, разработав и введя в действие соответствующие нормативные документы, включающие и требования к программному обеспечению, правила проведения испытаний таких измерительных систем и представления их результатов.

Выскажем, с некоторой осторожностью, следующее соображение: тогда построение диспетчерских систем и систем сбора и обработки результатов измерений, получаемых в измерительных системах узлов учета, сведется к выполнению требований, предъявляемых к информационным сетям. Такой взгляд не отрицает возможности создания и эксплуатации измерительных систем типа ИС-2, где программное обеспечение измерительно-вычислительного компонента системы включает целый ряд функций, в том числе и метрологического характера. Но все-таки «оставить всю метрологию» в измерительной системе узла учета, «в подвале» – цель достойная и содержательная.

В целом в практике мы уходим, если уже не ушли, от косвенных измерений тепловой энергии. Еще раз выскажем сожаление, что проект новых правил учета тепловой энергии и теплоносителя не отразил эту реальность.

Все сказанное выше в равной мере относится к измерительным системам поквартирного, индивидуального, учета тепловой энергии в многоквартирных домах. Такие системы реализуют прямой метод измерений и не требуют аттестованной методики измерений, поскольку метод измерений, требования к условиям измерений и оценка погрешности результатов содержатся в соответствующих разделах руководства по эксплуатации и эксплуатационной документации по программному обеспечению системы. Поквартирный учет теплоты – следующий ответственный шаг в выполнении требований Закона «О теплоснабжении».

Следует исходить из того, что в 2013 году в России будет введен в действие пакет национальных стандартов ГОСТ Р ЕН 1434–2011 «Теплосчетчики» из шести частей, гармонизированный с редакциями 2007–2009 годов соответствующих региональных европейских стандартов и с рекомендациями МОЗМ Р75–2003. Этот стандарт, по нашему мнению, заменит ГОСТ Р 51649–2000 /4/. Специалистам хорошо знаком действующий ныне ГОСТ Р

ЕН 1434–2006, не отличающийся кардинально от новой редакции. Одновременно вводится национальный стандарт ГОСТ Р 8.778–2011 «ГСОЕИ. Средства измерений тепловой энергии для водяных систем теплоснабжения. Метрологическое обеспечение. Основные положения».

Адаптация российского приборостроения и практики применения теплосчетчиков и измерительных систем на их основе к требованиям новых стандартов не должна вызывать особых затруднений, хотя некоторые обязательные виды испытаний составных элементов теплосчетчиков потребуют создания соответствующего оборудования и разработки методик, которые иногда только обсуждают специалисты на конференциях и семинарах.

Естественно, изложенные в статье соображения применимы к измерениям в любых областях измерений.

В заключение приведем выдержки из Федерального Закона №102-ФЗ от 26.06.2008 г. «Об обеспечении единства измерений:

Статья 2 Основные понятия

19) прямое измерение – измерение, при котором искомое значение величины получают непосредственно от средства измерений;

Статья 5. Требования к измерениям

3. Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку. Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации.

4. Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений. Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений.

09.10.2011

Литература

- /1/ ГОСТ Р ЕН 1434-1...6-2011 «Теплосчетчики» (6 частей)
- /2/ РД 34.09.102 Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. М. 1995 г.
- /3/ ГОСТ Р 8.592-2002 «ГСИ. Тепловая энергия, потребляемая абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений. Основные положения»
- /4/ ГОСТ Р 51649-2000 «Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия».

Сведения об авторе:

Медведев Валерий Афанасьевич, ФБУ «Ростест – Москва»,
e-mail: valeryam@rotest.ru; mva1937@pisem.net
телефон: (495) 668 29 66

**МНЕМОНИЧЕСКИЕ ЗАПИСИ ДЛЯ ПОКАЗАНИЙ ТЕПЛОСЧЕТЧИКОВ
И РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОТЫ.
СМЫСЛ, НАГЛЯДНОСТЬ, УДОБСТВО**

В. А. Медведев

Вначале (в который уже раз!) договоримся о терминологии.
Теплосчетчик:

1. Средство измерений количества теплоты, переданного/полученного теплоносителем в теплообменном контуре с полным возвратом теплоносителя. Уравнение работы:

$$Q = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{m}(h_1 - h_2) d\tau. \quad (1)$$

2. Средство измерений количества теплоты, затраченной на подогрев теплоносителя в тупиковом контуре, без возврата теплоносителя, от температуры подпитки на источнике теплоты. Уравнение работы:

$$Q = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{m}(h_j - h_{\Pi}) d\tau. \quad (2)$$

Здесь $\dot{m}$ – массовый расход теплоносителя, – время, h_1 , h_2 , h_j , h_{Π} – удельные энтальпии теплоносителя при параметрах в соответствующих сечениях трубопроводов (об индексах – ниже).

Измерительная система тепловой энергии:

Измерительная система, в (некоторых) измерительных каналах которой теплосчетчик служит измерительным компонентом канала.

В состав теплосчетчика в качестве датчиков входят один датчик расхода и два термометра, подобранных в пару, или один термометр. Последний случай имеет место тогда, когда температура подпиточной воды на источнике не может быть измерена в реальном времени. В этом случае она заменяется константой в уравнении работы теплосчетчика, а соответствующая «алгоритмическая добавка» к показанию теплосчетчика вносится апостериори, или, по крайней мере, известно, как она должна быть совершенно корректно внесена.

При измерениях количества теплоты (тепловой энергии – будем пользоваться обоими терминами, полагая их синонимами) в открытых системах теплоснабжения/теплогенерации приходится применять измерительные системы как минимум с двумя измерительными каналами теплоты. Суммирование (алгебраическое) показаний каналов – прерогатива программного обеспечения вычислительного компонента измерительной системы. Более того, в общем случае оперировать приходится не показаниями измерительных каналов теплоты, а их «исправленными» образами. Эти исправленные значения отличаются от показаний как за счет поправок «алгоритмического» свойства (пример – учет фактической температуры «холодной воды» на источнике), так и поправок, учитывающих отличие времени работы теплосчетчика от календарного интервала учета (нештатные ситуации, неисправности, и т. п.).

В простейших случаях в гидравлических схемах узлов учета тепловой энергии и теплоносителя легко выделить подающий, обратный и, иногда, подпиточный трубопроводы. Обычно в схемах проектов они имеют индексы 1, 2 и П соответственно. Можно было бы заменить П на 3.

Предлагается мнемонически записать показания теплосчетчика, у которого датчик расхода установлен в трубопроводе с индексом 1, а термометры комплекта в трубопроводах 1 и 2, первый «горячий», второй «холодный», таким способом:

$$Q(1,1/2)$$

Зачем каждый раз записывать уравнения работы теплосчетчика, да еще в некотором «упрощенном» виде, таком как $Q = M_1(h_1 - h_2)$, нередко вызывающем справедливые упреки в неоднозначности трактовки входящих в такую запись величин? Такой прием в век цифровых технологий чем – то похож на запись результата измерений температуры или давления среды в конкретной точке объекта контроля. Мы просто записываем t_1 или p_1 , обозначая лишь «точку измерений», и не приводим уравнение работы цифрового прибора или канала системы, которое связывает измеренные сопротивление термометра или сигнал разбаланса тензомоста датчика давления с интересующими нас величинами. В нашем случае «точка» разрослась до трехкомпонентного вектора, что ничуть не усложнило понимания записи.

Для «исправленного» результата предлагается модифицировать запись следующим образом: $+Q(1,1/2)$ или $Q + (1,1/2)$, где верхний индекс «+» и означает, что к показанию теплосчетчика добавлены (алгебраически) поправки и «досчеты» (нехороший термин, но он как-то приживается, по меньшей мере в Москве).

Если в теплосчетчике используется только один термометр, то его показание предлагается обозначать так: $Q(1,1/c)$, а «исправленный» результат $Q + (1,1/c)$. Индекс «с» здесь означает константу в уравнении измерений теплосчетчика.

Тогда, например, уравнение косвенного измерения (уравнение суммирования результатов в программном обеспечении вычислительного компонента измерительной системы тепловой энергии) для открытой системы у потребителя запишем так:

$$Q_{\Sigma} = Q + (1,1/c) - Q + (2,2/c)$$

Для вывода источника теплоты с выделенной подпиткой:

$$Q_{\Sigma} = Q + (1,1/2) + Q + (\Pi, 1/\Pi)$$

Такая запись лишний раз подчеркивает, что прежде чем оперировать в программном обеспечении измерительного компонента системы результатами измерений, полученными в каналах, эти результаты следует довести до «исправленного» вида. То же относится к обязательной доступности результатов измерений количества теплоты в каждом канале системы в режиме их проверки.

Потребность в использовании мнемонических записей для показаний теплосчетчиков и для результатов измерений количества теплоты ярко обозначилась при попытке разработки обновленного текста «Правил коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя». Все формулы в таком подзаконном акте должны иметь однозначное толкование.

Теплосчетчик – измерительный прибор с нормированными диапазонами измерений и характеристиками погрешностей. Их можно проверить при испытаниях в целях утверждения типа СИ и контролировать при поверке. Теплосчетчик производит прямые измерения и методика измерений указывается в его эксплуатационных документах. Основную содержательную часть такой методики составляют указания изготовителя по правильному монтажу элементов теплосчетчика на трубопроводах.

Измерительная система не имеет таких атрибутов – они присущи каналам системы. Однако косвенные измерения, выполняемые в программном обеспечении системы, также подлежат идентификации и должны соответствовать методике измерений, типовой или индивидуальной. Использование предлагаемых мнемонических записей явно упрощает представления сложных измерительных систем тепловой энергии и их многочленных уравнений измерений и облегчает описания вариантов применения измерительной системы.

Сведения об авторе:

Медведев Валерий Афанасьевич, тел. (495) 9871238 доб. 248,
e-mail: medvedev@elemer.ru

О РАЗРАБОТКЕ СТАНДАРТА
«ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ И СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ»

В. А. Медведев

Неоднократно обсуждалось и признавалось неудовлетворительным состояние нормативной базы, призванной обеспечивать инструментальный учет энергоресурсов, а тем самым и рыночные отношения, в области теплоснабжения и горячего водоснабжения в России и служить объективной основой оценки эффективности мер по экономии энергоресурсов. Трудно переоценить значение четких и надежно контролируемых норм в этой капиталоемкой сфере экономики. Реально «работающими» документами до сих пор служат «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя», разработанные Госэнергонадзором в 1995 г., хотя они неполны и несовершенны, грешат неточностями, содержат неправовые нормы, местами претендуют на подмену стандартов на средства измерения, а также немногочисленные вспомогательные стандарты и рекомендации.

Выделим некоторые вопросы первостепенной важности, на которые должны быть даны ответы в стандартах (или в техническом регламенте?):

- до сих пор нет общего терминологического стандарта (не узаконена даже тождественность терминов «теплота» и «тепловая энергия» в ее контекстном значении, не дано определение термина «учет тепловой энергии»);
- не решены вопросы унификации при нормировании характеристик и установлении методов контроля для составных (отделяемых) частей теплосчетчиков;
- нет или недостаточно методических указаний по некоторым особым вопросам применения СИ в системах учета тепловой энергии (прежде всего, имеется в виду методология измерений в открытых системах теплоснабжения);
- вызывает обоснованные нарекания система установления межповерочных интервалов для теплосчетчиков и их отделяемых частей, их предельных сроков службы;
- становится все более острыми вопросы защищенности от несанкционированного вмешательства в настройки электронных блоков;

не определены нормируемые и контролируемые функции теплосчетчика как средства измерения, призванного обеспечивать возможность учета и в нештатных ситуациях, что особо важно для измерительно-диспетчерских систем учета и контроля; и т. д.

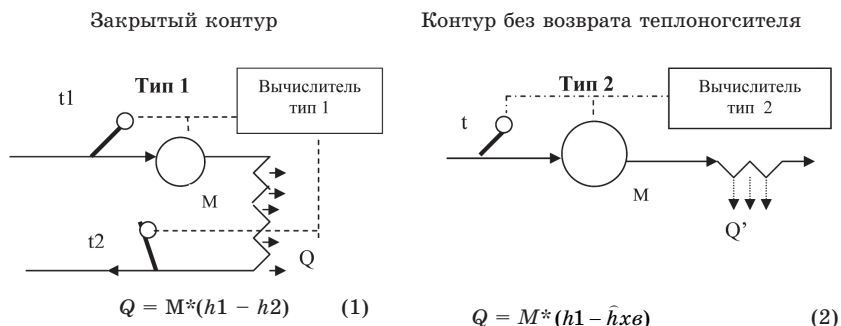
ГОСТ Р 51649–2000 «Теплосчетчики для систем водяного теплоснабжения. Общие технические условия» не снимает главного из указанных недостатков в части нормирования характеристик и установления методов контроля СИ – в нем отсутствуют нормы точности, методы испытаний и поверки для составных частей теплосчетчика; не развита до практических рекомендаций и требований идея многоканального теплосчетчика. Хорошей основой для нового стандарта может послужить ГОСТ Р EN 1434–2006 «Теплосчетчики», введенный, наконец, в России, пусть и с особыми условиями применения. С его структурой и содержанием знакомы и подготовлены к выполнению его требований многие специалисты в России.

Подчеркнем, что расходомеры для теплосчетчиков, вычислители и комплекты термометров часто вносятся в реестр СИ как самостоятельные средства измерений, представляться на испытания, на первичную и периодическую поверку отдельно, не в комплекте теплосчетчика. Технические условия, которым эти СИ должны соответствовать, содержат оригинальные нормы точности и методы испытаний, доступны только на этапе испытания типа; также обстоит дело с оригинальными методиками их поверки.

К настоящему времени можно считать принципиально преодолимыми трудности нормирования, которые ранее связывали с особенностями некоторых российских систем теплоснабжения – открытых систем, то есть систем с отбором, невозвратом производителю части подаваемого теплоносителя. Трудности возникают тогда, когда в месте установки теплосчетчика нет возможности измерить температуру теплоносителя в трубопроводе, подпитывающем систему нагрева воды у производителя. В вычислителях теплосчетчиков в этих случаях «температура холодной воды» задается в памяти в виде константы, используемой при вычислениях количества теплоты. Повидимому, такие системы с отбором теплоносителя будут эксплуатироваться еще долгое время.

В основу продуктивного подхода к задаче должно быть положено рассмотрение любой системы (совокупности трубопроводов и теплообменных устройств) теплоснабжения (а в нужных случаях и производства теплоты) как композиции систем двух типов:

системы закрытого контура и системы полностью открытого, без возврата теплоносителя, контура. Различия систем определяют различия в постановке измерительной задачи и в применяемых средствах измерения. Нижеприведенная схема поясняет различия теплосчетчиков таких двух типов:



Алгоритмы преобразования даны в упрощенном виде, когда полагаются постоянными во времени массовый расход и параметры теплоносителя; M – масса теплоносителя, прошедшего за время измерения; h – удельная энтальпия; $\hat{h}_{xв}$ – константа, заносимая в память вычислителя, в конкретной системе теплopotребления служащая оценкой значения удельной энтальпии подпиточной воды у производителя теплоты. В теплосчетчике типа 1, как известно, расходомер может быть установлен не на подающем, а на обратном трубопроводе. Теплосчетчик типа 2, согласно алгоритму (2), измеряет «товарное» количество теплоты, затраченной на подогрев отобранного теплоносителя от температуры $\hat{h}_{xв}$ до температуры t . И использованное количество теплоты Q' , как правило, меньше Q , хотя теоретически возможно и соотношение $Q' \geq Q$. Вопрос о значении Q' в таком контуре не имеет «коммерческого смысла».

Обычный случай применения трехканального теплосчетчика в системе с частичным отбором теплоносителя с алгоритмом, например:

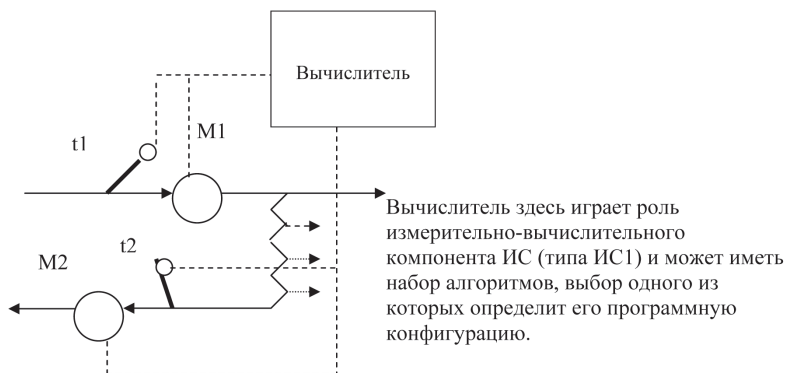
$$\begin{aligned}
 Q_{\Sigma} = & M1 \cdot (h_1 - h_2) + (M1 - M2) \cdot (h_2 - \hat{h}_{xв}) = M1 \cdot (h_1 - h_2) + \\
 & + M1 \cdot (h_2 - \hat{h}_{xв}) - M2 \cdot (h_2 - \hat{h}_{xв})
 \end{aligned} \quad (3)$$

соответствует приведенной ниже схеме.

Такой теплосчетчик должен рассматриваться как измерительная система, измерительными компонентами каналов которой служат один теплосчетчик типа 1 и два типа 2. Назовем такую ИС одноуровневой, имея в виду наличие единого универсального вычислителя, хотя и включающего несколько элементарных вычислителей. Двухуровневой системой будет ИС, в которой измерительными компонентами служат одноуровневые ИС тепловой энергии, и т. д.

Для одноуровневой ИС тепловой энергии $Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N Q_i$, для двухуровневой $Q_{\Sigma} = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^N Q_{i,j}$, N – число теплосчетчиков, L –

число одноуровневых ИС; и так далее. В многоуровневых системах принципиально возможно свести роль вычислителей первого уровня до измерительных функций и функций передачи данных, «поручив» все расчеты вычислителям более высокого уровня.



Вместо алгоритма (3) в такой системе может быть применен и алгоритм

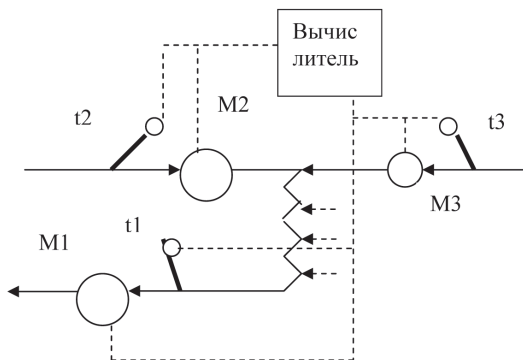
$$Q_{\Sigma} = M1*(h1 - \hat{h}x\epsilon) - M2*(h2 - \hat{h}x\epsilon) \quad (4)$$

так что в измерительной системе измерительными компонентами двух каналов будут два теплосчетчика типа 2. Конфигурация аналоговых измерительных входов вычислителя в обоих случаях одинакова.

Отметим разницу в комплектности теплосчетчиков типа 1 и типа 2:

- тип 1 включает комплект термометров,
- тип 2 включает только один термометр.

Для общности приведем схему одноуровневой ИС у производителя теплоты:



$$Q_{\Sigma} = M2 \cdot (h1 - h2) + M3 \cdot (h1 - h3) = M1 \cdot (h1 - h2) - M3 \cdot (h2 - h3) \quad (5)$$

Поскольку здесь все температуры измеримы в реальном времени, применены два теплосчетчика типа 1 разной конфигурации. Отметим, что в данном частном случае все три термометра «парно комплектны».

Рассмотрим задачу с точки зрения нормирования характеристик теплосчетчиков и их отделяемых частей (элементов). Исходим из принципа поэлементного нормирования и контроля характеристик, приводящего к соотношению для пределов относительных допускаемых погрешностей:

$$\delta_{ТСЧ} = \delta_{РАСХ} + \delta_{КТС} + \delta_{ТВ} \quad (6)$$

$\delta_{ТСЧ}$ – предел допускаемой погрешности теплосчетчика;

$\delta_{РАСХ}$ – предел допускаемой погрешности расходомера;

$\delta_{КТС}$ – предел допускаемой погрешности комплекта термометров;

$\delta_{ТВ}$ – предел допускаемой погрешности вычислителя.

Для теплосчетчика типа 2 вместо $\delta_{КТС}$ следует записать $\delta_{ТС}$, поскольку в этом случае термометр один.

С указанных позиций построим несколько таблиц:

В таблицах 1 и 3 приведем формулы для пределов допускаемых погрешностей, используя подходы стандарта ГОСТ Р EN 1434-2006 для теплосчетчика типа 1 и его элементов: те же приемы нормирования применим к теплосчетчику типа 2. Роль минимальной измеряемой разности температур, являющейся характеристической величиной для теплосчетчика типа 1, в теплосчетчике типа 2 будет играть разность $(t - \hat{t}_{x\theta})^{\min}$. В строке δ_{TC} таблицы 1 для теплосчетчика типа 2 рассматриваем термометры классов допуска А и В.

Возможны два подхода при установлении пределов допускаемой погрешности в теплосчетчике типа 2: «с точки зрения вычислителя» и «с точки зрения теплосчетчика». В первом случае заимствуем из типа 1 формулу для вычислителя, во втором – для теплосчетчика. Далее применяем соотношение (6).

Таблица 1

Пределы допускаемых погрешностей, % (для типа 2 – «с точки зрения вычислителя»)				
	Тип 1		Тип 2	
δ_{PACX}				
	Кл. 2	$\pm(2 + 0,02 q_p/q)$, но не более $\pm 5 \%$	$\pm(2 + 0,02 q_p/q)$, но не более $\pm 5 \%$	
	Кл. 3	$\pm(3 + 0,05 q_p/q)$, но не более $\pm 5 \%$	$\pm(3 + 0,05 q_p/q)$, но не более $\pm 5 \%$	
δ_{TB}	$\pm(0,5 + \Delta t_{\min}/\Delta t)$		$\pm[0,5 + (t - \hat{t}_{x\theta})_{\min}/(t - \hat{t}_{x\theta})]$	
δ_{KTC}	$\pm(0,5 + 3*\Delta t_{\min}/\Delta t)$		–	
δ_{TC}	–		Кл. А	$\pm (15+0,2*t)/(t - \hat{t}_{x\theta})$
			Кл. В	$\pm (30+0,5*t)/(t - \hat{t}_{x\theta})$
$\delta_{TCЧ}$				
	Кл. 2	$\pm(3 + 4 \Delta t_{\min}/\Delta t + 0,02 q_p/q)$	Кл.2 А	$\pm[3 + (15 + 1,2*t - \hat{t}_{x\theta})/(t - \hat{t}_{x\theta}) + 0,02 q_p/q]$
	Кл. 3	$\pm(4 + 4 \Delta t_{\min}/\Delta t + 0,05 q_p/q)$	Кл.3 А	$\pm[4 + (15 + 1,2*t - \hat{t}_{x\theta})/(t - \hat{t}_{x\theta}) + 0,05 q_p/q]$

Заметим, что, положив $\hat{t}_{x\theta} = 0^{\circ}\text{C}$, получим для теплосчетчика типа 2 характеристическую величину – температуру $t_{\min}$. Если для теплосчетчика типа 1 погрешность вычислителя (с импульсным входом приема сигнала от расходомера) определяется погрешностью измерения разности температур, то для вычислителя типа 2 погрешность определяется погрешностью измерения температуры. (Кстати, это положение может быть основой методик поверки вычислителей.) Для универсального, настраиваемого под задачу, вычислителя значения $\Delta t_{\min}$ и $(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min}$ могут быть разными, но лучше задать их одним значением. В таком случае для минимальной температуры $t_{\min}$ для вычислителя типа 2 по таблице 1 получим:

$$t_{\min} = 200 \cdot dt - 2 \cdot \Delta t_{\min},$$

где $dt, ^{\circ}\text{C}$ – предел допускаемой погрешности вычислителя по каналу измерения температуры. Ниже приведены результаты расчета при $dt=0,1^{\circ}\text{C}$ для ряда $\Delta t_{\min} = 1, 2, 3, 5, 10^{\circ}\text{C}$.

Таблица 2
Значения $t_{\min}, ^{\circ}\text{C}$; $dt = 0,1^{\circ}\text{C}$

$\Delta t_{\min}$ $t_{\text{хол}}$	1	2	3	5	10
0	18	16	14	10	0
5	23	21	19	15	5
10	28	26	24	20	10
15	33	31	29	25	15
20	38	36	34	30	20
25	43	41	39	35	25
30	48	46	44	40	30

При температурах более низких, чем указаны в таблице 2, погрешность теплосчетчика может выйти за установленные границы.

В таблице 3 не будем повторяться – приведем только «оригинальную» часть для теплосчетчика типа 2.

У нас появятся, естественно, два класса точности вычислителей, А2 и В2.

Таблица 3

Пределы допускаемых погрешностей, % (для типа 2 – «с точки зрения теплосчетчика»)		
δ_{TC}	Кл. А	$(15 + 0,2*t) / (t - \hat{t}_{x\theta})$
	Кл. В	$(30 + 0,5*t) / (t - \hat{t}_{x\theta})$
$\delta_{TCч}$	Кл. 2	$\pm(3 + 4 (t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} / (t - \hat{t}_{x\theta}) + 0,02 q_p / q)$
	Кл. 3	$\pm(4 + 4 (t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} / (t - \hat{t}_{x\theta}) + 0,05 q_p /)$
δ_{TB}	Кл. А2	$\pm\{0,5 + [4*(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} - 15 - 0,5\hat{t}_{x\theta} + 0,3*t] / (t - \hat{t}_{x\theta})\}$
	Кл. В2	$\pm\{0,5 + [4*(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} - 30 - 0,5\hat{t}_{x\theta}] / (t - \hat{t}_{x\theta})\}$

Из условия: $[4*(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} - 15 - 0,5\hat{t}_{x\theta} + 0,3*t] / (t - \hat{t}_{x\theta}) \geq 0$ можно рассчитать минимальную температуру для вычислителя класса А2:

$$t_{\min} = [15 + 0,5*\hat{t}_{x\theta} - 4*(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min}] / 0,3.$$

Для ряда $(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} = 1, 2, 3, 5, 10$ при условии $t_{\min} \geq 0$ имеем (таблица 4):

Таблица 4

	$t_{\min}, ^\circ\text{C}$, для вычислителя класса А2						
$t_{x\theta} dt_{\min}$	0	4	8	12	16	20	24
1	37	43	50	57	63	70	77
2	23	30	37	43	50	57	63
3	10	17	23	30	37	43	50
5	0	0	0	3	10	17	23
10	0	0	0	0	0	0	0

Для вычислителя класса В2 получим условия для минимальной разности температур и максимальной температуры $\hat{t}_{x\theta}$:

$$(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} = 0,25 \cdot (30 + 0,5 \cdot \hat{t}_{x\theta})$$

Таблица 5

	$(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min}$, для вычислителя класса В2					
txв	0	4	8	12	16	20
	7,5	8	8,5	9	9,5	10
	Значит, $(t - \hat{t}_{x\theta})_{\min} = 10^\circ\text{C}$, и $\hat{t}_{x\theta} \leq 20^\circ\text{C}$					

Мы теряем либо в пределе погрешности теплосчетчика, либо в значении минимальной температуры или минимальной измеряемой разности температур. Несомненно, нужно принять для теплосчетчика типа 2 взгляд «с точки зрения теплосчетчика». Реально в открытом контуре не бывает слишком малой разности температур, так что подойдет и вычислитель класса В2. В комплекте с ним могут быть использованы термометры классов А и В с достаточно «мягкими», выполнимыми требованиями к монтажу на трубопроводе, как без защитной гильзы, так и с гильзой.

Для предела допускаемой относительной погрешности такого вычислителя (класса В2) получим формулу и условия:

$$\delta_{TB} = \pm [0,5 + (10 - 0,5 \cdot \hat{t}_{x\theta}) / (t - \hat{t}_{x\theta})], \%$$

$$(t - \hat{t}_{x\theta}) \geq 10^\circ\text{C}; 0 < \hat{t}_{x\theta} \leq 20^\circ\text{C}.$$

При указанных граничных значениях максимум допускаемой погрешности составит $\pm 1,5\%$.

Составим финальную таблицу погрешностей теплосчетчиков и составных частей.

В таблицу 6 не включены расходомеры – по ним нет вопросов.

Таблица 6. (Условия для типа 2: $(t - \hat{t}_{xe}) \geq 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $0 < \hat{t}_{xe} \leq 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$)

Пределы допускаемых погрешностей				
	Тип 1		Тип 2	
δ_{TCq} %	Кл. 2	$\pm(3 + 4*\Delta t_{\min}/\Delta t + 0,02*q_p/q)$	Кл. 2	$\pm(3 + 4 (t - \hat{t}_{xe})_{\min}/(t - \hat{t}_{xe}) + 0,02*q_p/q)$
	Кл. 3	$\pm(4 + 4*\Delta t_{\min}/\Delta t + 0,05*q_p/q)$	Кл. 3	$\pm(4 + 4 (t - \hat{t}_{xe})_{\min}/(t - \hat{t}_{xe}) + 0,05*q_p/q)$
δ_{TB} %	$\pm(0,5 + \Delta t_{\min}/\Delta t)$		$\pm[0,5 + (10 - 0,5*\hat{t}_{xe})/(t - \hat{t}_{xe})]$,	
δ_{KTC} %	$\pm(0,5 + 3*\Delta t_{\min}/\Delta t)$		—	
Δ_{TC} °C	—		Кл. В	$0,30 + 0,005*t$

В таблице 7 отмечено «наличие – отсутствие» отечественных нормативных документов в рассматриваемой сфере стандартизации и с изложенных позиций. Сплошной заливкой отмечена ячейка, где имеются стандарты на технические требования и методику поверки; штриховкой точками отмечены ячейки, где может быть использован подход, а скорее даже текст стандарта ГОСТ Р EN 1434–2006; для светлых ячеек прототипы отсутствуют.

Таблица 7

ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ	
Тип 1	Тип 2
Расходомер	Расходомер
Комплект термометров	Термометр, ГОСТ Р 6651, ГОСТ Р 8.461
Вычислитель	Вычислитель
ОДНОУРОВНЕВЫЕ ТЕПЛОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ	
МНОГУУРОВНЕВЫЕ ТЕПЛОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ	

Без таких стандартов, прежде всего для теплосчетчиков, трудно представить даже начальную фазу первой стадии метрологического контроля – испытаний для целей утверждения типа, когда мы при рассмотрении представленных материалов должны ответить на вопрос об их соответствии требованиям стандартов. Такие стандарты сократят затраты на разработку методов испытаний, методик поверки, позволят предъявлять единые требования к оформлению документов и к характеристикам СИ, облегчат объективное заключение при аккредитации ГЦИ СИ и метрологических служб на право поверки теплосчетчиков и их составных частей. Важную роль сыграют эти стандарты в разработке новых Правил учета: стандарты должны появиться первыми, вместе с методиками применения СИ при учете тепловой энергии (для обоснованных случаев).

Тепловычислители, выпускаемые в России, особенно последних поколений, как правило, являются универсальными, многоканальными, с большим набором алгоритмов («формул теплоты»), выбираемых «под измерительную задачу». Отсутствие единых правил нормирования и контроля характеристик этих СИ снижает ценность вполне достойных разработок отечественных производителей и затрудняет их грамотное применение.

Что касается методологии применения теплосчетчиков типа 2 или комплексных типа 1–2, 2–2, то главный вопрос – как с наименьшими потерями точности результата измерений оценить значение «температуры холодной воды» – должен решаться, например, так, как это предлагается в проекте новых Правил учета, в целом неудачном, по понятным причинам. Неоднократно было показано на примерах нескольких крупных российских городов, что средние значения температуры подпиточной воды за весенне-осенний и зимний периоды отопительного сезона могут быть вполне приемлемыми оценками значения «температуры холодной воды». Если еще разбить город на зоны обслуживания от конкретных ТЭЦ и ЦТП, а год не на два, а на большее число периодов, то вопрос практически снимается, нужно только законодательно установить соответствующую методологию, обязанности и ответственность участников «процесса». Должно ли это быть предметом Правил учета, или будет прописано в методике выполнения измерений – следует решить..

За рамками этого текста осталось еще немало интересных и непроработанных до конца вопросов. Среди них – рекомендация по

«сведению балансов». Он возникает и в других задачах подобного рода и должен, скорее всего, рассматриваться с более общих позиций. Не менее важен ответ на вопрос о минимальном значении утечки теплоносителя, полученном как разность двух результатов измерения массы – на подающем и возвратном трубопроводах, при предъявлении этого показателя к оплате, когда соответствующее условие предусмотрено договором теплоснабжения.

Предлагаемый к разработке стандарт, как следует из вышесказанного, должен включать как общие технические требования, так и методики поверки теплосчетчиков и их составных частей. Это должно быть учтено при организации работ по его разработке, рассмотрению и утверждению.

При экспертизе материалов судебных споров и разрешении конфликтов между хозяйствующими субъектами нам уже сейчас приходится отвечать на вопрос о соответствии того или иного теплосчетчика или его составной части нормативным документам Ростехрегулирования. Ответ вызывает понятные трудности. Число таких вопросов неминуемо будет расти. Это же относится и к другим аспектам метрологического контроля за средствами измерения и смежным вопросам, часть из которых затронуты в данной статье.

Стартовать все равно нужно срочной разработкой указанного нового стандарта (или группы стандартов, хотя удобнее иметь единый документ, по структуре подобный ГОСТ Р EN 1434–2006).

Для начала попробуем дать определение:

Теплосчетчик – средство измерения количества теплоты (тепловой энергии):

- переданной потребителю в системе с замкнутым контуром (с полным возвратом) теплоносителя или затраченной производителем на подогрев теплоносителя от температуры в возвратном или подпиточном трубопроводе до температуры в подающем трубопроводе (тип 1),
- или затраченной производителем на подогрев отобранного потребителем (невозвращенного производителю) теплоносителя от температуры в подпиточном трубопроводе производителя до температуры в подающем трубопроводе потребителя (тип 2).

Начальник лаборатории поверки и испытаний
теплотехнических СИ и измерительных систем
ФГУ «Ростест–Москва» В. А. Медведев

Н. Дзекцер, А. Сотникова

Недавняя авария на Саяно-Шушенской ГЭС убедительно доказала, что созданная в советское время энергетическая инфраструктура неукоснительно стареет. Насколько эффективен в связи с этим новый закон об энергосбережении?

Всем известно о потенциале снижения нагрузки на энергосистему на основе повсеместного повышения эффективности энергоиспользования. В полной мере это было отражено в ФЗ-28 «Об энергосбережении», принятом в 1996 году. Однако прошло без малого полтора десятилетия, и оказалось, что воз и ныне там. В конце 2009 года был принят новый, так долго ожидавшийся общественностью, Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...»

Едва ли найдется специалист, который сказал бы, что согласен если не со всем, то хотя бы с большей частью того, что написано в этом законе. Тем не менее, благодаря ему в нашу жизнь прочно вошли сотни новых понятий. Например, обязательное энергетическое обследование предприятий, перечень объектов, подлежащих обследованию, требования к энергоаудиторским фирмам, система штрафов и т. д. Энергетическое обследование является одним из инструментов успешной реализации ФЗ-261. Почему же так много вопросов возникает вокруг, казалось бы, понятного закона?

В настоящее время мы видим пять основных проблем в практике проведения энергоаудита:

- трудность выбора энергоаудитора, в том числе при проведении конкурсов, аукционов и т. д.;
- «неидеальность» заказчика;
- бумаготворчество в энергетических паспортах;
- отсутствие единой методики проведения энергетических обследований;
- недостаточность государственного контроля в вопросе повышения энергоэффективности и решения задачи снижения энергоемкости экономики на 40% к 2020 году (согласно Указу Президента РФ от 4 июня 2008 года №889).

При этом надо отметить, что результаты качественно выполненного энергоаудита становятся неотъемлемой частью энергетической политики предприятия на перспективу, выражающейся как во внедрении современных технических проектов, так и в решениях, направленных на совершенствование системы энергетического менеджмента.

При качественном энергоаудите заказчик получает наглядное экспертное заключение по основным энергетическим параметрам предприятия. Это заключение, представленное в виде отчетных документов и протоколов, должно отражать:

- состояние энергосистем предприятия, уровень износа и аварийности энергетического оборудования;
- характеристику тенденции потребления ТЭР;
- выявленные факторы снижения эффективности использования ТЭР;
- независимую оценку системы нормативной документации, действующей на предприятии;
- расчет энергетических балансов и потенциала энергосбережения;
- варианты повышения энергетической эффективности.

Важным критерием качественного энергоаудита является не только разработка энергосберегающих мероприятий, но и обоснование приоритетов их реализации с учетом времени начала возможного внедрения.

Федеральный закон № 261-ФЗ создает условия для повышения энергетической эффективности товаров, рационального использования энергетических ресурсов в зданиях, строениях и сооружениях, в жилищном фонде, государственных и муниципальных учреждениях и при размещении государственного и муниципального заказа. И хотя практика применения этого закона выявила в нем определенные недостатки, его в полной мере можно назвать прорывным.

Однако для повышения эффективности законодательной и нормативной базы необходимо внести принципиальные дополнения и изменения в закон и подзаконные акты. В частности, следует сделать акцент на управлении энергоэффективностью и в конечном итоге – на мотивации и стимулировании энергосбережения.

Программа энергосбережения – это программа и энергетического развития, и экологической безопасности. Ожидаемые результаты состоят в получении реального эффекта от внедрения

эффективных энергоэкологических технологий (оптимизация энергопотребления, снижение затрат на энергоресурсы, сокращение выбросов CO₂). Конкретные подходы к повышению энергоэффективности в значительной мере определяются спецификой объектов и бизнеса – это может быть и совершенствование технологий, и энергетический менеджмент, и формирование соответствующей модели поведения персонала.

Следует отметить, что сегодня мы находимся лишь в начальной стадии процесса энергосбережения и повышения энергоэффективности, но иного пути нет.

Н. Н. Дзекцер,
генеральный директор ООО «СЭЭБ»,
к. т. н., ученый секретарь секции
«Энергетика» НТС при Губернаторе СПб
А. В. Сотникова,
начальник отдела ООО «СЭЭБ»
ООО «Системы
энергоэкологической
безопасности»
191119, СПб., Днепропетровская ул.,
д. 31-33, оф. 208-214
Тел.: (812) 572-3222, 764-5366
тел./факс 572-3223
E-mail: eec@sp.ru, info@seeb.spb.ru
www.seeb.spb.ru

ЧТО ПРЕПЯТСТВУЕТ СОЗДАНИЮ НОВЫХ ПРАВИЛ УЧЕТА ТЕПЛОТЫ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Ю. Н. Осипов

Уже более 8-ми лет предпринимаются безуспешные попытки разработать приемлемый вариант «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя», который удовлетворял бы своими требованиями к предельно-допустимым значениям относительной погрешности вычислений теплоты для открытых систем и одновременно не противоречил европейскому стандарту EN 1434 созданного для закрытых систем с одним датчиком расхода.

Разработать универсальный вариант возможно, если принять во внимание ряд влияющих факторов:

1. В настоящее время измерения расхода теплоносителя в открытых системах до сих пор осуществляется с использованием двух датчиков расхода без учета прямой зависимости вклада погрешности пары расходомеров в погрешность вычислений теплоты от совпадения знаков относительной погрешности и места установки датчика с меньшей погрешностью на трубопроводе Т1 или Т2.

Если воспользоваться формулой оценки погрешностей 3.1 из МИ 2553-99 для оценки измерений погрешности в процентах теплоты в открытой системе $\delta = (\delta m_1 - \alpha \beta \delta_{m2}) / (1 - \alpha \beta) + (\delta h_1 - \alpha \beta \delta_{m2}) / (1 - \alpha \beta)$, то можно убедиться, что диапазон изменения относительной погрешности измерений расхода и вычислений теплоты значителен и превышает действующие предельно-допустимые значения утвержденные действующими Правилами учета в разы.

На практике вклад относительной погрешности результатов измерений двух несогласованных датчиков расхода может превышать $\pm 12\%$.

В вычислениях относительной погрешности теплоты для открытых систем вклад расходомеров, как правило, на порядок выше вклада согласованной пары термометров и не удовлетворяет действующим требованиям к точности измерений и вычислений.

Для того, что бы устранить причины возникновения повышенной погрешности в измерениях и вычислениях, необходимо определить и установить особые требования к паре расходомеров и закрепить их в новых Правилах учета (методические рекомендации подбора строго согласованных пар расходомеров существуют, но обладают рекомендательным статусом):

- Пара расходомеров должна быть согласована по знаку относительной погрешности (с одинаковым знаком);
- Расходомер с меньшей величиной относительной погрешности должен устанавливаться на подающем трубопроводе;
- Паспорт, строго согласованной пары расходомеров, должен содержать сведения о знаках и величинах относительной погрешности по результатам поверки.

Из этого следует, что требования к точности и методам измерений расхода и вычислений теплоты в открытых системах следует выделить отдельно от требований к аналогичным действиям в закрытых системах.

2. Необходимо определиться с терминологией в теплоэнергетике. Отсутствие государственного стандарта на термины, определения и понятия, используемые в тепловой энергетике, что привело к широкому использованию необоснованных неправильных терминов и понятий как в законодательной, правовой, нормативной и технической документации.

Пример – в Федеральном законе от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в качестве основных понятий введен термин тепловой энергии – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление).

В пункте 7 статьи 19. Организация коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя можно убедиться, что (дословно):

2) характеристики тепловой энергии, теплоносителя, подлежащие измерению в целях их коммерческого учета и контроля качества теплоснабжения;

3) порядок определения количества поставленных тепловой энергии, теплоносителя в целях их коммерческого учета, в том числе расчетным путем.

То, что изложено в приведенных выше подпунктах статьи 19, в тексте не раскрыто.

Поэтому возникает несколько правомерных вопросов:

- Что считать обязательно и необязательно измеряемыми характеристиками тепловой энергии и теплоносителя?
- Подлежит ли измерению весь неизвестный перечень не приведенных характеристик?
- Стоит ли при этом измерять величины рабочих параметров теплоносителя, если в законодательном порядке необходимо измерять все характеристики теплоносителя?

- В каких единицах величин следует определять количества поставленной тепловой энергии?

Если возникновение первых трех вопросов можно отнести к небрежности изложения составителей указанной статьи, то с определением количества поставленной тепловой энергии все обстоит хуже.

Дело в том, что в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», то тепловую энергию выразить в единицах величин невозможно, так как такой величины нет в природе, но существует разрешенная к применению физическая величина – количество теплоты и единица физической величины – калория.

Если в Федеральном Законе утверждать одно, а подразумевать другое, то использование двойных стандартов будет мешать нормальной работе профессионалов. Ведь, если в утвержденном Положении о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», физической величины тепловой энергии нет, то ее можно определять в калориях.

3. Отсутствие технического регламента на проектирование узлов учета теплоты и теплоносителя в открытых и закрытых системах теплоснабжения и определения требований выбора необходимых средств измерений приводит к неправильному выбору средств измерений и установке на трубопроводы.

Кроме этого отсутствуют системные требования к проектированию внутридомовых квартирных узлов учета горячей и холодной воды, а так же квартирных узлов учета теплоты с вертикальной и горизонтальной разводкой.

Ни в одном нормативном документе нет требований о том, что при организации таких узлов учета необходимо учитывать изменение гидравлического режима внутридомовых систем отопления, горячего и холодного водоснабжения.

Тем не менее, после установки узлов учета происходит изменение гидравлического режима и необходимо проводить режимную наладку, так сопротивление систем возрастает, что требует проведения корректировки паспортов систем в каждом многоквартирном доме.

4. Отсутствие технического регламента производству монтажных и пусконаладочных работ при организации узлов учета теплоты и теплоносителя приводит к неправильному выполнению

монтажа и сварочных работ (сварной грат, несоосность, неперпендикулярность сборочных единиц и пр.).

5. Отсутствие методик (методов) измерений на средства измерений используемых для выполнения измерений в трубопроводах систем теплоснабжения и теплопотребления приводит к принятию недостоверных результатов измерений за истинные.

В методиках измерений обязательно должен быть раздел оценки результатов измерений полученных в результате измерений в узлах учета теплоты и теплоносителя.

Требования ГОСТ Р 8.563–2009 Методики (методы) по подготовке к выполнению измерений и обработке результатов измерений для узлов учета должны иметь статус обязательных, а не рекомендательный, как гарантия достоверности полученных результатов измерений и обоснованного выставления счетов к оплате.

В результате отсутствия технических регламентов и методик (методов) измерений, приведенных в пп. 3, 4, 5, любой контроль за соблюдением точности измерений в узлах учета в режиме эксплуатации не возможен.

Разработку и аттестацию методик измерений для выпускаемых средств измерений обязаны заказывать в учреждениях ФАТРИМ сами изготовители.

Правильно выполненный монтаж средства измерения – это монтаж, который исключает условия возникновения дополнительной погрешности измерений превышающей величину относительной погрешности расходомеров. Для этого и нужны указанные технические регламенты.

Кроме этого, отсутствие методик порождает массу проблем связанных с точностью измерений и вычислениями тепловычислителей, так как кроме проблем связанных с точностью и рассмотренных в п. 1 существуют факторы, влияющие на точность измерений, которые возникают на стадиях проектирования и монтажа средств измерений.

Пример – в течение 15 лет результаты вычислений тепловычислителей отечественных теплосчетчиков в процессе эксплуатации являются недостоверными, так как никто не может доказательно утверждать без проведения процедуры оценки результатов полученных измерений в эксплуатационных условиях, что погрешность измерений не превышала своих предельно-допустимых значений.

Тем не менее, за каждый отчетный период потребителям выстав-
ляются счета к оплате, на основании полученных недостоверных
результатов измерений и вычислений.

При использовании в вычислениях введенных в вычислители
баз данных настраиваемых параметров (вариантов заполнения
множество и столько же результатов вычислений), за которые
никто и никогда не несет никакой ответственности.

Систематическое игнорирование изготовителями средств из-
мерений, применяемых в измерении рабочих параметров тепло-
носителя и определении количества теплоты в части обязательного
выполнения требований пункта 1, Статья 5 Федерального закона
от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измере-
ний» и отсутствие должного метрологического надзора привело
к возникновению систематической проблемы недостоверности
результатов измерений.

В настоящее время эта проблема возросла многократно, в связи
с успешной реализацией требований Федерального закона от 23
ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении
энергетической эффективности и о внесении изменений в отдель-
ные законодательные акты Российской Федерации» по установке
общедомовых узлов учета.

6. Необходимо исключить из практики условия и причины, спо-
собствующие существованию и развитию проблемы недостоверности
результатов измерений, которая вызвана следующими причинами:

- Действующие Правила учета тепловой энергии и теплоноси-
теля устарели с момента введения их в действие, а несоответствие
содержания требованиям практической метрологии явилось усло-
вием возникновения недостоверности измерений.

- Сложившаяся практика применения незаконной в правовом
отношении базы данных настраиваемых параметров тепловычисли-
теля в метрологически значимой части программного обеспечения,
которую составляют случайные люди и принимают в эксплуатацию
представители теплоснабжающих предприятий далекие от проблем
и особенностей метрологического обеспечения.

- Отсутствие методических требований к сопоставимости и
предельно допустимым расхождениям значений результатов из-
мерений объемного расхода в трубопроводах открытых и закрытых
систем теплоснабжения.

- Отсутствие методических требований к нормированию пре-
дельно допустимых значений величин объемного расхода утечек

или подпитки в трубопроводах открытых и закрытых систем теплоснабжения.

- Отсутствие единой концепции развития и реконструкции систем теплоснабжения и теплоснабжения с переводом открытых систем на закрытые. В открытых системах невозможно применение теплосчетчиков изготовленных по европейскому стандарту ЕН 1434 (стандарт предусматривает установку теплосчетчиков только в закрытых системах – см. рисунки А1-А3 ЕН 1434 Часть 6: Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание).

- Отсутствие нормативного документа запрещающего вносить любые изменения в базы данных тепловычислителей после прохождения государственной поверки. Доступ к настройкам базы данных любых теплосчетчиков должен быть закрыт для всех кроме поверителя.

- Отсутствие нормативного документа регламентирующего проведение первичной и повторной государственной поверки теплосчетчика после введения в метрологически значимую часть программного обеспечения базы данных метрологических параметров первичных средств измерений и номера схемы измерений для каждого узла учета в отдельности. Пока такой нормативный документ не будет создан и введен в действие, не возможно обеспечить единство измерений в измерениях количества теплоты и теплоносителя.

Кроме этого в базы данных необходимо запретить вводить какие-либо значения договорных величин и закладывать условия учета расхода и теплоты. Теплосчетчики это средства измерений и нельзя посредством введения дополнительных коэффициентов в базы данных принудительно искажать результаты измерений.

- Отсутствие ответственности учреждений ФАТРИМ за ненадлежащее осуществление мероприятий государственного контроля (надзора) в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений и исполнения требований к обеспечению изготовителями аттестованными методиками средств измерений осуществляющими косвенные измерения величин рабочих параметров теплоносителя Федерального закона от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений». На данный момент времени существует всего две аттестованные методики измерений на теплосчетчики из всего множества средств измерений применяемых для этих целей. Без комментариев.

Содержание статьи рассчитано на специалистов, занимающихся вопросами практической метрологии и метрологического обеспечения.

Осипов Ю. Н., osipovyun@mail.ru.

НОВЫЙ ПОДХОД К ЗАДАЧАМ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ АИИС КУТЭ

**Е. Я. Бадашов, Д. А. Гривастов,
Э. М. Шейнин**

Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета тепловой энергии (АИИС КУТЭ), о метрологическом контроле которых пойдет речь имеют две особенности:

1. Измерительными компонентами АИИС КУТЭ являются теплосчетчики, сами по себе являющиеся измерительными системами и осуществляющие, в принципе, законченные функции измерения количества теплоты (тепловой энергии) и параметров теплоносителя. Они подвергаются всем видам метрологического контроля вне системы и вне зависимости от наличия системы. Они, фактически, являются цифровыми первичными измерительными преобразователями и определяют метрологические характеристики измерительных каналов системы.

2. АИИС КУТЭ имеет большое количество измерительных каналов – от нескольких сотен до нескольких десятков тысяч. При таком большом количестве измерительных каналов традиционные, рекомендованные ГОСТ 8.596, поканальные методы контроля практически не работают либо существенно повышают затраты на эксплуатацию. Кроме того, такие системы изначально являются системами с динамически изменяемым составом. При этом возникает две проблемы – проблема идентификации системы и проблема установления критериев годности, поскольку критерии, связанные с годностью измерительных каналов, входящих в систему здесь уже не работают.

При построении АИИС на базе существующих приборов учета установленных до создания и вне зависимости от создания системы необходимо учитывать, что эти приборы остаются в собственности владельцев объектов теплоснабжения. При этом их подключение к системе не должно влиять на существующие у собственника другие системы дистанционного доступа.

Вследствие этих особенностей проведение процедур метрологического контроля (испытания в целях утверждения типа и поверка) методами, предусмотренными в ГОСТ 8.596 и другими нормативными документами, наталкивается на серьезные трудности.

В основу нового подхода для систем, построенных на базе существующих теплосчетчиков, были приняты следующие положения:

1. Результаты измерения по отдельным каналам не коррелированы и не используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

2. Существует или должен быть разработан регламент конфигурирования системы, включающий перечень сведений, предоставление которого необходимо для подключения теплосчетчика к системе.

3. Должны быть минимизированы эксплуатационные затраты, в том числе, связанные с метрологическим обеспечением системы

Положение, связанное с независимостью каналов, позволяет заранее исключить из критериев годности количество каналов, по которым на момент контроля поступает информация пригодная для использования по назначению, поскольку на работоспособность одних каналов никак не влияет непригодность других.

Первая особенность АИИС КУТЭ определяет поэлементный метод проверки характеристик системы при метрологическом контроле и устанавливает границы элементов по разъемам цифровых интерфейсов теплосчетчиков. Можно считать, что это граница делит информационно-измерительную систему на измерительную и информационную части. Измерительная часть – это уровень теплосчетчиков, нижний уровень системы. Вопросы метрологического контроля элементов нижнего уровня решены и можно сосредоточиться только на оставшемся информационном элементе системы. Также как мы предполагали независимость функционирования измерительных компонентов нижнего уровня от системы, построенной на их основе, можно потребовать функциональную независимость информационной части от измерительных компонентов нижнего уровня.

Операции контроля информационной части системы, в рамках поэлементного метрологического контроля АИИС КУТЭ, видимо должны заключаться в проверке выполнения метрологически значимых функций, связанных с передачей, хранением, обработкой и отображением измерительной информации, вытекающих, в свою очередь, из назначения информационной части.

Определим назначение информационной части АИИС КУТЭ как предоставление конечному пользователю без существенных задержек достоверной измерительной и служебной информации, от про-

извольного числа измерительных компонентов (теплосчетчиков) в пределах ограниченного (или неограниченного) множества

При этом под существенной задержкой будем понимать такую задержку, при которой измерительная информация теряет свою актуальность. Например, неполучение данных при регламентном опросе архивов теплосчетчиков, но получение их в течение учетного интервала будет считаться несущественной задержкой.

Непосредственно из формулировки назначения вытекают следующие критерии годности информационной части системы, определившись с которыми, можно разработать методы контроля, позволяющие подтверждать соответствие системы этим критериям:

Критерий 1: достоверность информации, предоставляемой конечному пользователю. Удовлетворение этому критерию предполагает, что полученная конечным пользователем информация сопровождается статусным признаком, как достоверная или недостоверная. При этом, в соответствии с положением о независимости каналов, получение по отдельным каналам информации, имеющей статус недостоверной, никак не влияет на результаты, полученные по другим каналам и не влияет на работоспособность системы в целом.

Критерий 2: тотальность информации, удовлетворяющей критерию достоверности. Удовлетворение этому критерию предполагает возможность выполнения критерия 1 для произвольного числа всех измерительных компонентов из ограниченного (или неограниченного) множества

Критерий 3: актуальность информации. Удовлетворение этому критерию предполагает способность системы предоставлять измерительную информацию соответствующую критериям 1 и 2 таким образом, чтобы на момент ее получения конечным пользователем она не теряла актуальна.

При соответствии этим критериям годности можно говорить, что функциональность информационной части ИИС соответствует своему назначению.

Контроль информационной части как элемента ИИС в рамках метрологического контроля всей системы должен заключаться в проверке ее удовлетворения перечисленным выше критериям.

Для удовлетворения Критерию 1 система должна выполнять процедуру, которую мы называли достоверизацией и обозначили как способность системы анализировать принимаемую информацию с точки зрения ее достоверности.

Соответственно для проверки системы по этому критерию достаточно проверить способность системы отличать достоверную информацию от недостоверной. Для этой цели формируется тестовый файл, имитирующий информацию поступающую со счетчика, в котором поочередно, известным образом нарушаются критерии достоверности. Если все нарушения выявлены – функция достоверизации выполняется.

Необходимо также убедиться, что эта функция выполняется не только в момент ее контроля, но и между проверками. Поскольку функция достоверизации реализуется программным путем, необходимо убедиться в невозможности изменения программного обеспечения или, другими словами, в защищенности системы. Под защищенностью понимается способность системы противостоять случайным или преднамеренным несанкционированным воздействиям с обязательным журналированием санкционированных воздействий, приводящим к потере или искажению измерительной информации.

Для исключения влияния процедуры достоверизации на содержание принятой и хранящейся исходной информации, эта процедура проводится при извлечении информации из базы данных в соответствии с принятым регламентом.

Чтобы гарантировать неполучение конечным пользователем недостоверной информации проверка на достоверность должна быть тотальной, всей значимой информации, поступающей к пользователю по всем каналам. Т.е. мы фактически говорим, что соответствие системы критерию 1 условие необходимое, но не достаточное. Для признания системы годной необходимо еще удовлетворение Критерию 2.

Проверка соответствия Критерию 2 сводится к экспериментально-расчетному определению информационной емкости и нагрузочной способности аппаратных средств, реализующих алгоритм достоверизации, а также проверкой выполнения критерия 1 при различных изменениях в системе.

Способности системы (автоматически или с помощью оператора) сохранять или восстанавливать свои функциональные и метрологические характеристики при изменении состава и числа измерительных каналов определяет свойство адаптивности. Для проверки этого свойства, в части изменения состава, создается имитатор драйвера гипотетического счетчика и осуществляется пробная передача данных из тестового файла с одновременной

проверкой достоверизации. Выполнение функции достоверизации в этом случае подтверждает свойство адаптивности, как оно было сформулировано для системы.

Установление соответствия Критерию 3 проводится экспериментально расчетным путем, подтверждающим, что при любом допустимом количестве каналов и при любом предусмотренном объеме данных, время получения информации конечным пользователем не выходит за пределы, установленные регламентом.

Вот собственно и все. При подтверждении соответствия системы перечисленным критериям годности можно говорить, что подтверждена способность информационной части, как элемента АИИС КУТЭ, в автоматическом режиме, с достаточным быстродействием, получать измерительную информацию и оценивать ее качество от любого, наперед неизвестного, количества измерительных каналов, и такой элемент системы должен быть признан метрологически исправным вне зависимости от метрологической исправности отдельных измерительных каналов.

Проверка этих критериев рассмотренными выше методами является основой оценки соответствия информационной части системы, проводимой при ее метрологическом контроле.

У нас остался не рассмотренный один, достаточно важный вопрос – реализация процедуры достоверизации измерительной информации.

Чуть раньше мы сформулировали положения, на которых должен базироваться новый подход к метрологическому обеспечению. Один из которых гласил, что существует или должен быть разработан регламент конфигурирования системы, включающий перечень сведений, предоставление которых необходимо для подключения теплосчетчика к системе. Этот регламент предусматривает внесение необходимых сведений персоналом, обслуживающим систему, при первом подключении теплосчетчика к системе и актуализацию при производимых изменениях. В качестве таких сведений используют идентификационные признаки теплосчетчика, даты поверки измерительных компонентов теплосчетчика, диапазоны измеряемых величин, диапазоны допустимых условий эксплуатации и другие сведения.

Соответствие получаемой информации этим самым сведениям положено в основу критериев достоверности.

В частности в качестве критериев достоверности могут использоваться: результаты идентификации источника информации,

нахождение измеряемых величин в допустимых диапазонах, сведения о легитимности применяемых СИ, в том числе действующие результаты поверки, результаты анализа журнала событий, отражающего состояние компонентов системы нижнего уровня с целью выявления нештатных ситуаций за период достоверизации и другие критерии.

В заключение хочу отметить, что АИИС КУТЭ СИБЭКО успешно прошла испытания в целях утверждения типа. Программное обеспечение системы строилось на модулях аппаратно-программного комплекса (АПК) «Астра» разработки «Астра Инжиниринг», г. Санкт-Петербург. Хотелось подчеркнуть, что удачное, на наш взгляд, завершение разработки оказалось возможным во многом благодаря заинтересованному взаимодействию всех четырех сторон: заказчика, проектировщика, разработчика АПК и метрологов. При этом метрологи были приглашены еще на стадии разработки технического задания и выбора подрядчика

Сведения об авторах:

ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Отдел «Метрологического обеспечения измерительных систем в энергетике»

Шейнин Эрих Моисеевич – начальник отдела, к.т.н.;

Гривастов Денис Александрович – начальник сектора;

Бадашов Евгений Яковлевич – начальник сектора,

т. (383)-229-75-47, E-mail: evg@sniim.nsk.ru

БЕСПРОВОДНЫЙ ТЕРМОМЕТР ДЛЯ ВИРТУАЛЬНОГО КВАРТИРНОГО ТЕПЛОСЧЕТЧИКА

**Я. С. Кожевников, В. А. Медведев, Ю. И. Штерн,
М. Ю. Штерн**

мерительный компонент виртуальных теплосчетчиков, составляющих каналы измерений тепловой энергии в системах энергоучета индивидуальных потребителей.

Один из подходов к учету тепловой энергии, поступающей в помещения индивидуальных потребителей тепла от систем коллективного теплоснабжения, предполагает создание измерительных систем с виртуальными измерительными каналами – теплосчетчиками, включающими датчики температур и расхода теплоносителя с батарейным питанием, оснащенные устройством радиосвязи с групповыми связующими и вычислительными компонентами системы. Так, например, в жилом помещении многоквартирного дома с одноконтурной вертикальной разводкой теплоносителя оказывается достаточным разместить в трубопроводе отопления только один термометр, тогда как второй термометр и расходомер виртуального теплосчетчика помещаются на других этажах того же стояка. В домах с другими схемами разводки теплоносителя также оказывается возможным значительное «обобществление» датчиков и элементов измерительных каналов, что в целом обеспечивает приемлемую стоимость учета.

В виртуальных теплосчетчиках, построенных по описанному выше принципу и ориентированных на различные схемы разводки теплоносителя, не может быть использован обычный для теплосчетчиков прием подбора термометров в пары, поскольку каждый термометр может быть измерительным компонентом нескольких виртуальных каналов. Поэтому каждый термометр системы должен иметь индивидуальную градуировку в температурной шкале МТШ-90 с точностью, обеспечивающей измерение малых, порядка одного градуса и менее, разностей температур, и поддерживать ее в течение межповерочного интервала.

ООО «Электронные Приборы и Системы» совместно с ОАО «Зеленоградский инновационно-технологический Центр» разработало и организовало серийный выпуск измерителя температуры беспроводного ИТБ-1, краткое описание которого приведено ниже.

Измерители температуры беспроводные ИТБ-1 (далее – ИТБ-1) предназначены для измерений температуры в трубопроводах систем горячего водоснабжения и отопления зданий и передачи измеренных значений по радиоканалу к системе отображения и регистрации результатов измерений. ИТБ-1 состоит из платинового чувствительного элемента пленочного типа, установленного в теплопровод с резьбой и подключенного в измерительную мостовую схему с аналогово-цифровым преобразованием (АЦП), схемы цифровой обработки сигналов и радиотрансивера. В пластиковом корпусе размещены также элемент питания и антенна. ИТБ-1 ввинчивается в гильзу с ответной резьбой, установленную в трубопроводе. Две половинки пластикового корпуса защелкиваются при сборке.

Принцип действия ИТБ-1 заключается в измерении электрического сопротивления платинового чувствительного элемента, преобразовании полученного значения в код АЦП, преобразовании сигналов последовательного интерфейса в цифровой радиосигнал.

ИТБ-1 работает под управлением программно-аппаратного комплекса в составе удаленного компьютера с установленным программным обеспечением и ретранслятора локального РЛ-1. Программно-аппаратный комплекс ПК-Тест-ИТБ просмотра результатов измерения обеспечивает автономное отображение результатов измерений на экране компьютера и программирование периодичности измерений и периодичности передачи данных. Периодичность может составлять от 10 с до 24 ч (с дискретностью 10 с). Один РЛ-1 может обслуживать до 127 ИТБ-1. При использовании ИТБ-1 в составе измерительной системы используется системное ПО.

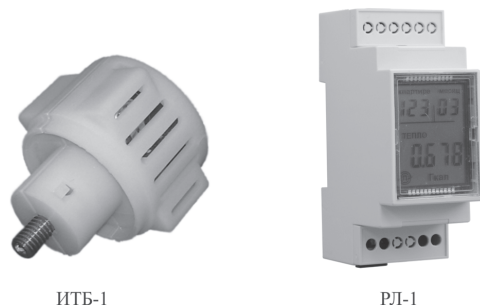


Рис. 1. Беспроводный термометр ИТБ-1 и ретранслятор РЛ-1

В табл. 1 приведены основные метрологические и технические характеристики ИТБ-1.

Основные параметры радиотрансивера ИТБ-1 приведены в табл. 2.

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Диапазон измерений температуры	°С	5 ч 95
2	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры	°С	±0,05
3	Дискретность (разрешающая способность)	°С	0,01
4	Время термической реакции $\tau_{0,5}$, при скорости потока 0,3 м/с	с, не более	30
5	Номинальное напряжение питания от источника постоянного тока	В	3,6
6	Ток потребления, в режиме измерения температуры	мА, не более	2
7	Ток, потребляемый изделием в режиме приема/передачи данных	мА, не более	22
8	Время установления рабочего режима ИТБ	с	180
9	Габаритные размеры	мм, не более	49x49x52
10	Масса	кг, не более	0,1
11	Наработка на отказ в дежурном режиме работы	ч, не менее	50000
12	Средний срок службы	лет, не менее	15

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Диапазон радиочастот	МГц	433,1-434,7/(864-865; 868,0-868,2; 868,7-869,2)
2	Несущая частота	МГц	434/868
3	Выходная мощность передатчика	мВт, не более	10
4	Чувствительность приемника	дБм, не менее	минус 100

Таблица 3

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Значение
1	Диапазон радиочастот	МГц	433,1-434,7/(864-865; 868,0-868,2; 868,7-869,2)
2	Несущая частота	МГц	434/868
3	Выходная мощность передатчика	мВт, не более	10
4	Чувствительность приемника	дБм, не менее	минус 100
5	Радиус приема/передачи сигнала	м, не менее	100
6	Интерфейс связи с ПК		RS-485
7	Номинальное напряжение питания от источника постоянного тока	В	5ч12
8	Габаритные размеры	мм, не более	86x35x59
	Масса	кг, не более	0,15

Основные параметры ретранслятора локального РЛ-1 приведены в табл. 3.

Ниже проведена оценка доверительных границ систематической погрешности измерения разности температур теплоносителя и потребленной тепловой энергии в виртуальных каналах систем квартирного отопления. Оценки проведены в соответствии с РМГ 43-2001 [1]. Данные рекомендации основываются на основных положениях, используемых в «Руководстве по выражению неопределенности измерений» [2], разработанном под эгидой Международного комитета мер и весов (МКМВ), Международной организацией по стандартизации (ИСО), Международной организацией по законодательной метрологии (МОЗМ) и др.

Стандартную неопределенность оценим по типу В [1]:

$$u_c = u_b$$

В табл. 4 представлены результаты расчета относительной стандартной неопределенности измерения разности температур по формуле:

$$\delta u_{c\Delta t} = \frac{u_{c\Delta t}}{\Delta t} \cdot 100\%$$

Таблица 4

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	Относительная стандартная неопределенность $\delta u_{c\Delta t}, \%$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	Относительная стандартная неопределенность $\delta u_{c\Delta t}, \%$
0,3	13,61	1,7	2,40
0,4	10,21	1,8	2,27
0,5	8,16	1,9	2,15
0,6	6,80	2	2,04
0,7	5,83	2,1	1,94
0,8	5,10	2,2	1,86
0,9	4,54	2,3	1,77
1	4,08	2,4	1,70
1,1	3,71	2,5	1,63
1,2	3,40	2,6	1,57
1,3	3,14	2,7	1,51
1,4	2,92	2,8	1,46
1,5	2,72	2,9	1,41
1,6	2,55	3	1,36

$$u_{c\Delta t} = \sqrt{u_{c_{t1}}^2 + u_{c_{t2}}^2}$$

где $u_{c_{t1}}; u_{c_{t2}}$ – стандартные неопределенности измерений температур t_1 и t_2 , соответственно, в предположении о равномерном распределении вероятностей:

$$u_{c_{t1}} = \frac{b_i}{\sqrt{3}}$$

$$u_{c_{t2}} = \frac{b_i}{\sqrt{3}}$$

где b_i – симметричные границы возможного отклонения измеряемой величины от результата измерений (для ИТБ $b_i = 0,05 ^\circ\text{C}$).

Погрешность измерения разности температур при малых разностях дает основной вклад в погрешность измерений тепловой энергии.

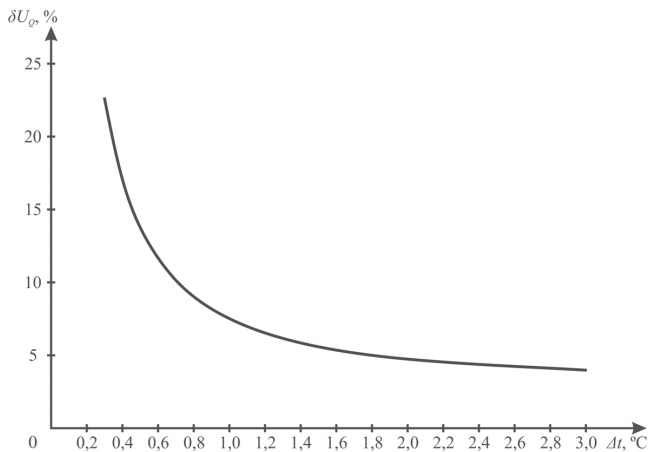


Рис. 2. Относительная стандартная неопределенность измерения разности температур, %, в зависимости от измеряемой разности Δt , °C.

Расширенную неопределенность измерений тепловой энергии за один такт измерений определим по формуле:

$$\begin{aligned}
 U_Q &= k(p) \sqrt{\left(\frac{\partial Q}{\partial m}\right)^2 u_{\text{ст}}^2 + \left(\frac{\partial Q}{\partial \Delta t}\right)^2 u_{c\Delta t}^2} = \\
 &= k(p) \sqrt{u_{\text{ст}}^2 \Delta t^2 c^2 + u_{c\Delta t}^2 m^2 c^2},
 \end{aligned}$$

где $u_{\text{ст}}$ и $u_{c\Delta t}$ – суммарные стандартные неопределенности определения массы теплоносителя и разности температур, соответственно; m – масса теплоносителя, c – удельная теплоемкость теплоносителя, $k(p)$ – коэффициент охвата.

Относительная расширенная неопределенность:

$$\begin{aligned}
 \delta U_Q &= \frac{U_Q}{Q} 100\% = k(p) \sqrt{\frac{u_{\text{ст}}^2}{m^2} + \frac{u_{c\Delta t}^2}{\Delta t^2}} \cdot 100\% \\
 \delta U_Q &= k(p) \sqrt{(\delta u_{\text{ст}})^2 + (\delta u_{c\Delta t})^2}.
 \end{aligned}$$

В предположении о равномерности закона распределения полагаем, [1]:

$$k(p) = 1,65 \text{ при } p = 0,95.$$

При расчете массы теплоносителя (воды) значение плотности выбирается с учетом его температуры. Предел допускаемой относительной погрешности измерения объема воды примем равной 2%.

Результаты расчета относительной расширенной неопределенности Q представлены в табл. 5.

Погрешность измерения индивидуального потребления тепловой энергии находится в прямой зависимости от разности температур в стояке отопления, приходящейся на одну квартиру.

Используя расчетный температурный график (рис. 4) систем отопления многоквартирных домов и данные о средней температуре окружающего воздуха по г. Москве, полученные метеостанцией с индексом 27612 (широта – 55,80 ° с. ш.; долгота – 37,60 ° в.д.; высота над уровнем моря 156,0 м) за период осреднения: 1961–1990 гг., определим разность температур в стояках отопления, приходящуюся на одну квартиру и соответствующую этой разности температур относительную доверительную погрешность определения тепловой энергии.

Таблица 5

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	Относительная доверительная погрешность, % (относительная расширенная неопределенность по Q)	$\Delta t, ^\circ\text{C}$	Относительная доверительная погрешность, % (относительная расширенная неопределенность по Q)
	Равномерное распределение		Равномерное распределение
0,3	22,69	1,7	5,16
0,4	17,16	1,8	4,99
0,5	13,87	1,9	4,84
0,6	11,70	2	4,72
0,7	10,17	2,1	4,60
0,8	9,04	2,2	4,50
0,9	8,18	2,3	4,41
1	7,50	2,4	4,33
1,1	6,96	2,5	4,26
1,2	6,51	2,6	4,20
1,3	6,14	2,7	4,14
1,4	5,83	2,8	4,08
1,5	5,57	2,9	4,04
1,6	5,35	3	3,99

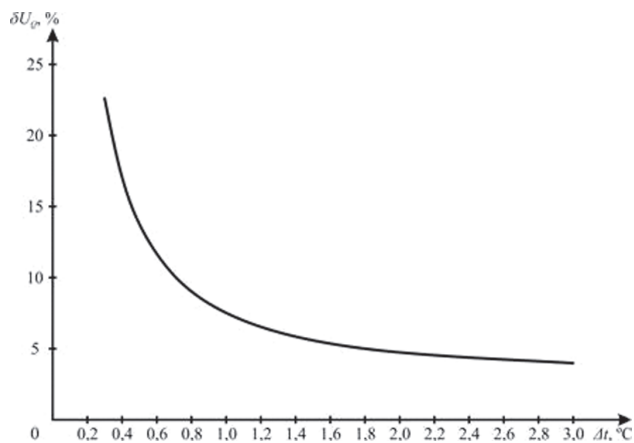


Рис. 3. Относительная доверительная погрешность (расширенная неопределенность) измерений тепловой энергии

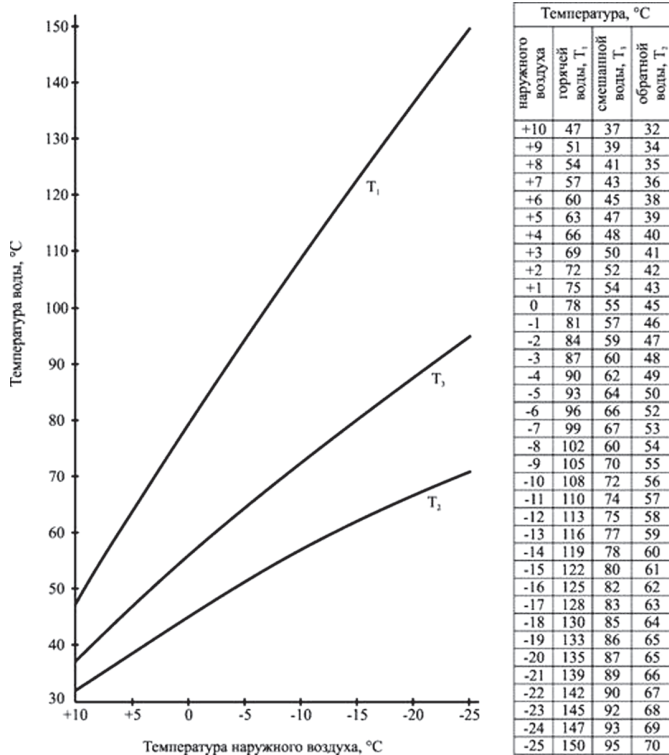


Рис. 4. Расчетный температурный график

Таблица 6

Месяц	$T_{\text{окр.ср.}}, ^\circ\text{C}$	$T_3, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$\Delta T, ^\circ\text{C}$	$\Delta T/10, ^\circ\text{C}$	$\delta Q_{\text{кв.}}, \%$
1	-9,3	70	55	15	1.5	5,57
2	-7,7	68	54	14	1.4	5,83
3	-2,2	59	47	12	1.2	6,51
4	5,8	45	38	7	0.7	10,17
5	13,1					
6	16,6					
7	18,2					
8	16,4					
9	11,0					
10	5,1	47	39	8	0.8	9,04
11	-1,2	57	46	11	1.1	6,96
12	-6,1	66	52	14	1.4	5,83

Таблица 7

Месяц	Потребление тепла $Q, 10^3 \text{ ГДж}$	Относительно общего потре- бления, %	Разность температур в квартире, $^\circ\text{C}$	Относительная погрешность $\delta Q_{\text{кв.}}, \%$	Удельный вес погрешности, относительно общего потре- бления
1	13	18,1	1.5	5,57	1,0
2	12	16,6	1.4	5,83	0,97
3	11	15,3	1.2	6,51	1,0
4	8	11,1	0.7	10,17	1,13
5	0				0
6	0				0
7	0				0
8	0				0
9	0				0
10	7	9,8	0.8	9,04	0,89
11	10	13,8	1.1	6,96	0,96
12	11	15,3	1.4	5,83	0,89
	72	100			6,84

Результаты представлены в табл. 6.

$T_{\text{окр. ср.}}$ – средняя температура окружающей среды;

T_3 – расчетная температура подающего трубопровода;

T_2 – расчетная температура обратного трубопровода;

ΔT – разница температуры подающего и обратного трубопровода отопительного стояка;

$\Delta T/$ – разница температуры стояка отопления, приходящаяся на одну квартиру;

$\delta Q_{\text{кв.}}$ – относительная погрешность определения тепловой энергии;

Используя данные табл. 6 и данные о ежемесячном потреблении тепловой энергии многоквартирными домами, рассчитаем среднюю погрешность определения тепловой энергии, потребленной одной квартирой за отопительный сезон (табл. 7).

Средняя погрешность определения тепловой энергии, потребленной одной квартирой за отопительный период, не выходит за пределы $\pm 7\%$.

Список литературы

1. РМГ 43-2001 Применение «Руководства по выражению неопределенности измерений», ВНИИМ им. Д.И. Менделеева.

2. Руководство по выражению неопределенности измерений. Перевод ВНИИМ им. Д. И. Менделеева, 1999 г.

Сведения об авторах:

Кожевников Яков Серафимович, ООО «ЭПС», т. +7 (926) 323-2091, e-mail: yacovk@yandex.ru

Медведев Валерий Афанасьевич, к. т. н., ФБУ «Ростест – Москва», т. +7 (962) 940-0421, e-mail: mva1937@pisem.net

Штерн Юрий Исаакович, МИЭТ, д. т. н., проф., т. +7 (495) 720-8565, e-mail: hptt@miee.ru

Штерн Максим Юрьевич, МИЭТ, т. +7 (495) 720-8565, e-mail: M.Y.Shtern@gmail.com

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕПЛОЭНЕРГОТЕХНОЛОГИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**И. В. Кладов, А. С. Маленков, М. И. Рудицер, Д. О. Фетисов,
А. Я. Шелгинский**

Для анализа эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на промышленных предприятиях и разработки перспективных направлений по значительному снижению энергоемкости конечной продукции и оказываемых услуг, целесообразно использовать следующие определения:

Промышленная теплоэнергетика – составляющая промышленной энергетики, обеспечивающая производство, преобразование, аккумулирование, транспорт и распределение энергоносителей (пар, горячая вода, сжатый воздух, продукты разделения воздуха, природный газ как топливо для технологий и т. п.) для их потребителей [1];

Энергетика теплотехнологии – область промышленной энергетики, обеспечивающая условия реализации предельно высокого, экономически обоснованного энергосберегающего эффекта в теплотехнологических установках и системах при строго регламентированных технологических требованиях, при комплексном учете и решении проблемных задач ресурсосбережения, охраны окружающей среды, экономии воды при наиболее благоприятном производственном комфорте для человека [2].;

Теплоэнерготехнологический комплекс предприятия – органически взаимосвязанные: теплоэнергетические и теплотехнологические системы на основе эффективного производства, преобразования, транспорта, аккумулирования, распределения и снабжения энергоносителями технологических систем, систем жизнеобеспечения предприятий для реализации технологически и энергоэкономически безупречного способа конечного использования энергии на основе осуществления строго регламентированных технологий конкретных материальных производств или услуг при резком снижении энергоемкости технологической продукции или представляемых услуг [3].

На всех стадиях технологии производства и преобразования первичных источников энергии, транспорта, распределения и конечного использования их энергетического потенциала происходят значительные потери энергии. Вместе с тем, основными потерями

ТЭР — являются тепловые. Это связано с низкой степенью преобразования энергии в теплотехнологических процессах, несовершенством теплотехнологического оборудования, нерациональными тепловыми схемами теплотехнологических систем, малым использованием избыточных внутренних энергоресурсов технологий во внешних системах. Сокращение этих потерь является крупнейшим резервом экономии ТЭР.

Системы теплоснабжения и прямого использования топлива в теплотехнологических системах промышленных предприятий: черной и цветной металлургии, химической и нефтехимической промышленности, производстве строительных материалов, пищевой и других промышленных производств, а также в жилищно-коммунальном комплексе являются крупнейшими потребителями органического топлива в России. В рамках отдельного предприятия находятся теплотехнологические и теплоэнергетические системы, которые разрабатываются и проектируются различными отраслевыми и другими организациями. При разработке теплотехнологических систем, являющихся основой теплоэнерготехнологического комплекса предприятия, как правило, не учитываются возможности использования избыточных энергоресурсов технологий в энергосистеме предприятия, структурными элементами которой они являются, а при проектировании теплоэнергетических систем промышленных предприятий практически не используются избыточные энергоресурсы технологий. Это приводит к значительному дисбалансу между выработкой и потреблением энергоносителей [4].

Возможные энергосберегающие мероприятия в теплотехнологии можно классифицировать по трем группам: утилизационные, энергетической модернизации, интенсивного энергосбережения. При внедрении утилизационных мероприятий решаются задачи использования отходов энергоносителей в теплотехнологических установках (ТТУ), системах (ТТС) и комплексах (ТТК). Мероприятия энергетической модернизации уменьшают отходы энергоносителей в ТТУ, ТТС, ТТК и реализуются без изменения принципиальных основ технологии, техники, управления, использования технологической продукции. Мероприятия интенсивного энергосбережения обеспечивают предельно высокий энергосберегающий эффект, называемый потенциалом резерва интенсивного энергосбережения. Этот потенциал определяется как разность между расходом топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на действующем объекте и их расходом в термодинамически идеальной модели этого объ-

екта. Потенциал резерва интенсивного энергосбережения достигается в общем случае на базе изменения принципиальных основ технологии, техники, управления, повышения качества технологической продукции и полноты ее полезного использования, а также на основе перехода к альтернативным сырьевым материалам и малоэнергоёмкой технологической продукции [5].

Следует особо отметить, что наибольшая энергоэкономическая эффективность достигается при комплексном подходе к решению проблемы энергосбережения при разработке современных и модернизации существующих теплоэнерготехнологических систем предприятий, как органически взаимосвязанных промышленной теплоэнергетики и энергетики теплотехнологии. Для этого был предложен и эффективно использован на промышленном предприятии следующий алгоритм проведения работ [4]:

1. Анализ структур технологических систем, объединяющихся в единую энергетическую систему предприятия.

2. Анализ необходимых (регламентированных) тепловых и температурных режимов ведения процессов в технологиях с целью их интенсификации.

3. Установление минимально требуемых энергоресурсов для проведения процессов.

4. Определение количества и качества энергоресурсов, выделяющихся в технологиях.

5. Техничко-экономический анализ эффективности использования в самой технологии энергоресурсов, выделяющихся в технологических процессах (регенерация энергоресурсов).

6. Определение необходимого дополнительного количества энергоресурсов соответствующего качества на единицу продукции.

7. Анализ потребностей предприятия в энергоресурсах для теплоэнергетических систем, включая системы обеспечения жизнедеятельности.

8. Синтез теплотехнологических систем каждой технологии на основе разработанных тепловых схем с эффективным регенеративным и внешним использованием энергоресурсов, выделяющихся в технологических процессах.

9. Техничко-экономический анализ выбора дополнительных источников энергии, обусловленный недостатком отдельных её видов и потенциала.

10. Разработка теплоэнергетических систем на основе эффективного использования избыточных энергоресурсов технологий;

11. Многокритериальная оптимизация теплоэнерготехнологического комплекса предприятия с учетом всех ограничений;

12. Разработка высокоэффективного оборудования, позволяющего реализовать разработанные системы;

13. Исследование надёжности и управляемости отдельных систем и комплекса в целом.

Одним из перспективных, инновационных направлений решения проблемы энергосбережения является применение тепловых труб в теплоэнерготехнологиях предприятий на основе использования работы сил гравитации для переноса теплоты от источника к потребителю вместо насосов с электроприводом [6]. Устройствами, работающие по такому принципу, являются гладкостенные тепловые трубы (ТТ) или, как уже принято называть – двухфазные термосифоны (рис. 1).

Теплота подводится к зоне испарения. Промежуточный теплоноситель вскипает (испаряется), пар при постоянной температуре перемещается в зону конденсации, конденсируется, отдавая теплоту конденсации потребителю. Под действием сил гравитации, конденсат поступает в зону испарения, замыкая процесс теплопереноса. В гладкостенных гравитационных тепловых трубах (термосифонах) необходимо соблюдать условие – зона испарения должна находиться ниже зоны конденсации. Как показали ис-

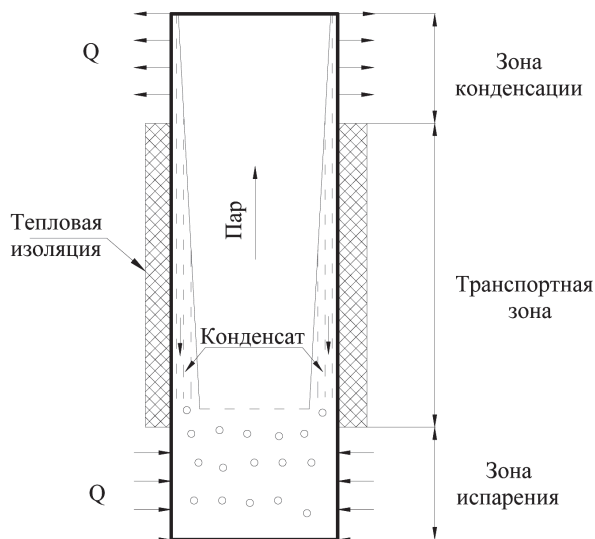


Рис. 1. Схема двухфазного термосифона

пытания цилиндрических термосифонов, для нормальной работы при длине транспортной зоны около 200 м угол наклона должен быть ≥ 50 [7]. Диапазон температурного уровня использования двухфазных термосифонов составляет: от криогенных (промежуточный теплоноситель – жидкий гелий) до высокотемпературных (промежуточный теплоноситель – жидкое серебро). В диапазоне температур $0\text{ }^{\circ}\text{C} \leq t \leq 250\text{ }^{\circ}\text{C}$ лучшим теплоносителем по теплофизическим свойствам является вода.

Использование двухфазных термосифонов в промышленности является весьма перспективным. На многих промышленных предприятиях значительное количество теплоты технологических процессов с достаточно высокой температурой выбрасывается в окружающую среду. Из-за агрессивности и загрязненности многих источников теплоты, при использовании традиционных теплообменных аппаратов, например для ее непосредственной передачи потребителю, возникают ряд проблем, связанных, в первую очередь, с надежностью и безопасностью. В то же время, термосифоны, как показали результаты их применения, в таких условиях, являются достаточно эффективными. Рассмотрим некоторые инновационные теплоэнерготехнологии с использованием гладкостенных тепловых труб (двухфазных термосифонов).

Для производства экстракционной фосфорной кислоты (ЭФК) разработана новая система терморегулирования экстрактора в пределах от 80 до 110 $^{\circ}\text{C}$ (в зависимости от типа проводимой реакции) [8]. В результате химической реакции в экстракторе выделяется около 16 МВт теплоты. Используемые в настоящее время системы терморегулирования на основе струйных охладителей реакционной массы (СОРМ), потребляют значительное количество электроэнергии на привод насосов перекачивающих пульпу. Пульпа из экстрактора с расходом 158,2 кг/с насосами перекачивается через форсунки и распыляется. При этом происходит частичное испарение влаги. За счет этого пульпа охлаждается в среднем на 50С и возвращается в экстрактор. Избыточная теплота химических реакций с образовавшимся паром выбрасывается через абсорбер в окружающую среду. Использование термосифонных теплообменников позволяет исключить СОРМ. Теплоту химических реакций частично использовать в самой технологии, а основную часть передавать в систему теплоснабжения предприятия. На рис. 2. показана схема системы охлаждения экстрактора с помощью блоков термосифонов и передачи теплоты в систему теплоснабжения пред-

приятия. Экстракторы снабжаются крышками для герметизации аппаратов. На крышках устанавливаются блоки термосифонов и стандартные приводы мешалок. Термосифоны диаметром 0,03 м помещаются испарительной частью длиной 3,5 м в реакционную зону, а конденсационная часть длиной 1,5 м охлаждается водой. Вода нагревается до 900С и поступает в систему теплоснабжения предприятия. Это позволяет в производстве экстракционной фосфорной кислоты только, для одной технологической линии производительностью 110 тыс. т. 100% P2O5/год, сократить потребление электроэнергии на 4,18 млн кВт·ч./год, 270 тыс. ГДж/год теплоты регенерировать в систему теплоснабжения предприятия, сократить выбросы фтора в атмосферу на 10950 т/год за счет снижения температуры абсорбции.

В действующих производствах серной кислоты при абсорбции водой SO3 выделяется значительное количество теплоты при температуре около 800С, которая через водооборотный цикл вы-

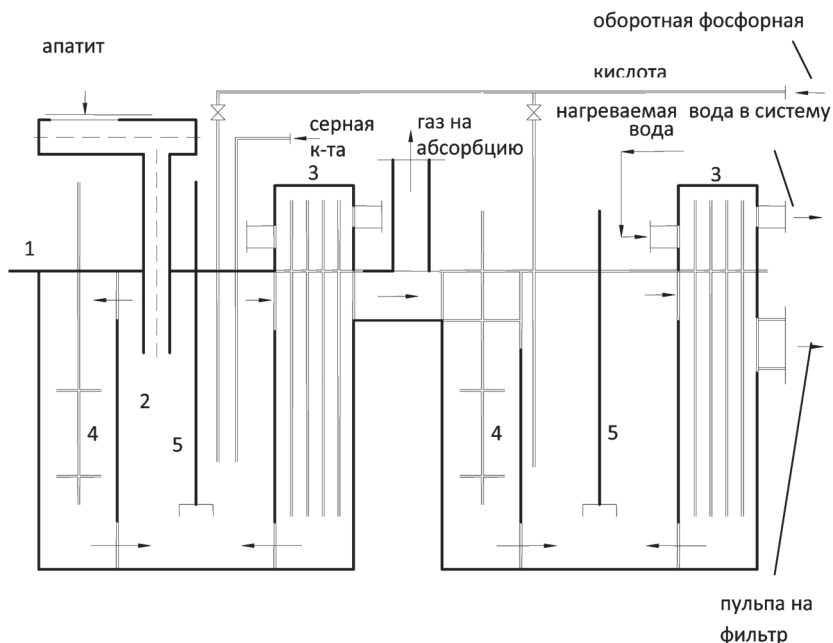


Рис. 2. Система охлаждения экстрактора производства экстракционной фосфорной кислоты термосифонными блоками

1 – реактор, 2 – реагирующая смесь, 3 – термосифонные блоки, 4 – радиальные мешалки, 5 – осевые мешалки.

брасывается в окружающую среду. В [9] предложена конструкция новой теплотехнологической установки высокотемпературной абсорбции на основе термосифонных теплообменников, схема которой представлена на рис. 3.

Термосифонный теплообменник выполнен в виде набора кассет из термосифонов, что дает возможность более гибко приспосабливать ее к той или иной технологической линии в зависимости от производительности и концентрации SO_3 в технологическом газе на входе в установку. Технологический газ с температурой $t = 200^\circ\text{C}$ поступает в камеру, где расположены оребренные испарительные части термосифонов. В камеру смешения КС через форсунки подается вода и водяной пар. В объеме происходит взаимодействие паров воды и серного ангидрида с образованием паров серной кислоты. На оребренной поверхности пары кислоты конденсируются. Выделяемая теплота химической реакции абсорбции и конденсации паров кислоты используется для производства насыщенного пара с давлением 0,6 МПа. Это приводит к дополнительному получению 662000 ГДж/год насыщенного пара в одной технологической линии производительностью 1515 т 100% H_2SO_4 /сутки. Часть этого пара регенерируется в саму технологическую систему для плавления серы, а другая часть направляется для внешнего

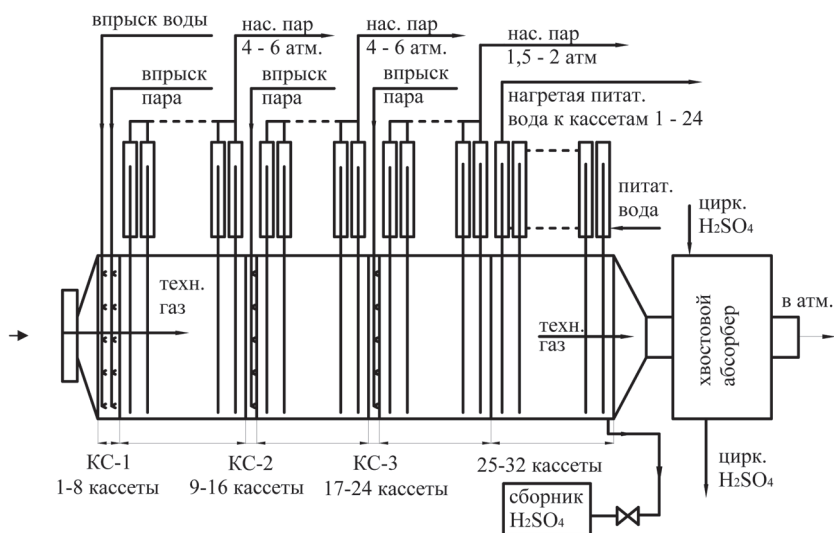


Рис. 3. Теплотехнологическая установка высокотемпературного производства серной кислоты на основе термосифонных кассет

использования в системе теплоснабжения предприятия. При этом исключается энерго- и водозатратный традиционный водооборотный цикл для отвода теплоты абсорбции в окружающую среду.

В [6] рассматривается конструкция термосифонного теплообменника, схема которого представлена на рис. 4, а конструкция испарителя показана на рис. 5. Такой термосифонный теплообменник был успешно использован в производстве слабой азотной кислоты под единым давлением для передачи 4,79 ГДж/ч теплоты сжатого газа, после первой ступени компрессора, питательной воде перед деаэратором. Горячий воздух после первой ступени компрессора «1» поступает в межтрубное пространство вертикально расположенных оребренных труб теплообменника «2» и отдает теплоту промежуточному теплоносителю (воде), который вскипает внутри труб. Пар промежуточного теплоносителя по паропроводу поступает в межтрубное пространство кожухотрубного теплообменника «3», где конденсируется, отдавая теплоту конденсации питательной воде, текущей внутри труб. Конденсат под действием сил гравитации поступает в нижнюю часть теплообменника «2», замыкая процесс передачи теплоты. Этим самым исключается традиционный водооборотный цикл со значительными затратами электроэнергии и воды, сокращается потребление пара для деаэратора.

Перспективным направлением является совместное использование теплонасосных установок (ТНУ) и гладкостенных тепловых

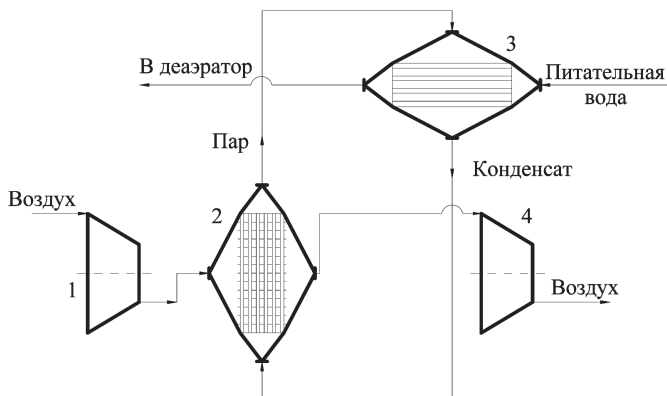


Рис. 4. Схема термосифонного теплообменника для охлаждения воздуха после первой ступени компрессора
1, 4 – компрессор, 2 – испаритель, 3 – конденсатор

труб [10]. В этом случае исключается электропотребление для привода насосов, перекачивающих теплоноситель от низкопотенциального источника теплоты (ИНТ) к испарителю ТНУ (Рис. 6). В ряде случаев это составляет до 30% от электропотребления привода компрессора ТНУ. Теплота от источника низкопотенциальной теплоты (грунт земли, грунтовые или сточные воды, речная или озерная вода, солнечные коллекторы и т.д.) передается к испарителю ТТ. Промежуточный теплоноситель в ТТ вскипает (испаряется) при температуре t_{S0} . При этой же температуре пар по теплоизолированной транспортной зоне поступает в конденсатор ТТ, который одновременно является испарителем ТНУ. В этом случае, возможно использовать кожухотрубный теплообменник. Промежуточный теплоноситель ТТ поступает в межтрубное пространство и конденсируется на трубках, передавая теплоту конденсации промежуточному теплоносителю (хладону) ТНУ. Под действием гравитационных сил, конденсат возвращается в зону испарения ТТ.

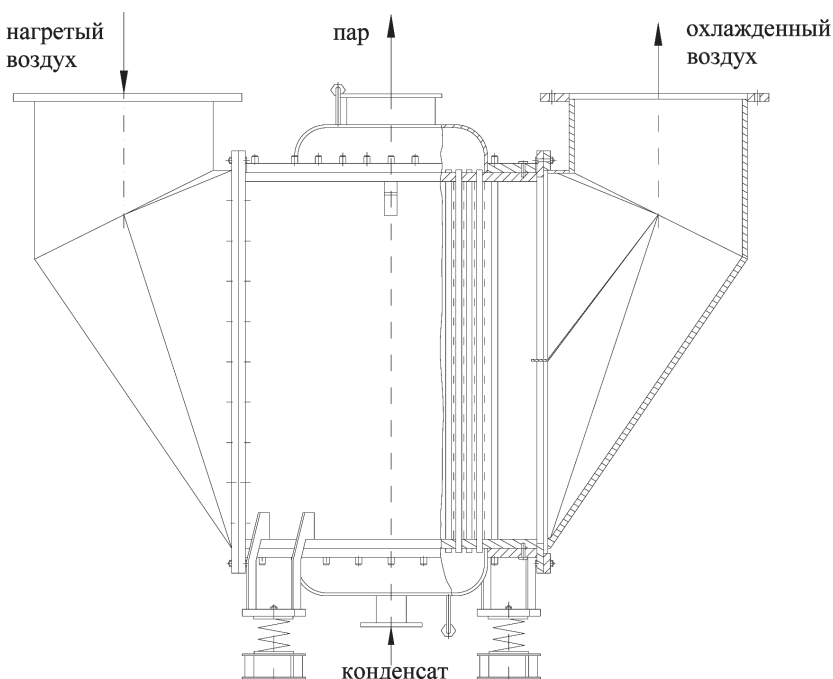


Рис. 5. Испаритель термосифонного теплообменника для охлаждения воздуха после первой ступени компрессора

Промежуточный теплоноситель ТНУ вскипает внутри труб испарителя при температуре t_{S1} и далее после сжатия в компрессоре поступает в конденсатор. Конденсация происходит при температуре t_{S2} . Теплота конденсации передается теплоносителю системы теплоснабжения. Далее промежуточный теплоноситель ТНУ охлаждается, дросселируется и снова поступает в испаритель ТНУ.

Ряд других примеров эффективного использования ТТ в теплоэнерготехнологиях приводится в [6].

Одной из серьезных проблем эффективной работы станций, функционирующих по комбинированному способу производства электроэнергии и теплоты, является неравномерность теплопотребления в течение года. Особенно в неотапительный период года с минимальным теплопотреблением. В теплый период времени

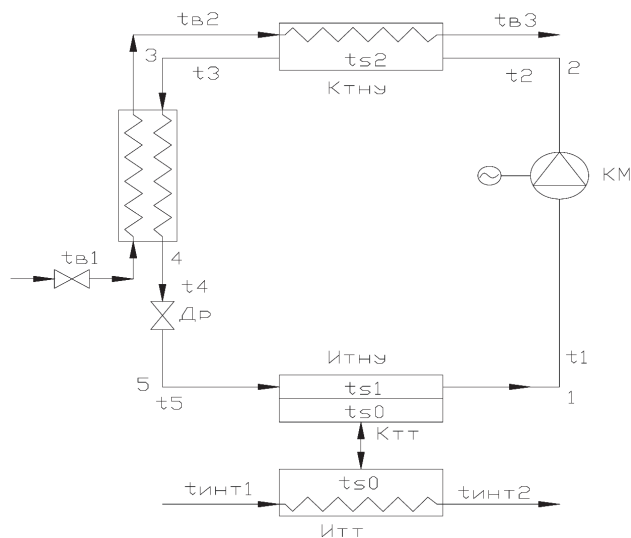


Рис. 6. Схема теплопередачи от источника низкопотенциальной теплоты к потребителю

ИТТ – испаритель ТТ; КТТ – конденсатор ТТ; ИТНУ – испаритель ТНУ; КТНУ – конденсатор ТНУ; КМ – компрессор ТНУ; ПО – охладитель конденсата теплоносителя ТНУ; Др – дроссель; $t_{инт1}$, $t_{инт2}$ – температура теплоносителя ИНТ на входе и выходе из ИТТ; t_{s0} – температура насыщения промежуточного теплоносителя ТТ в ИТТ; t_{S1} – температура насыщения теплоносителя ТНУ в ИТНУ; t_{S2} – температура насыщения теплоносителя ТНУ в КТНУ; t_{B1} , t_{B2} , t_{B3} – температуры по ходу нагрева теплоносителя, поступающего к потребителю; t_2 – температура теплоносителя ТНУ после КМ; t_4 – температура теплоносителя ТНУ после ПО.

значительно возрастает потребление электроэнергии системами вентиляции и кондиционирования. В этом плане весьма перспективными могут быть тригенерационные системы (ТГС), одновременно вырабатывающие электроэнергию, теплоту и холод. Причем, выработку холода целесообразно производить непосредственно у потребителя, чтобы исключить протяженность хладосетей, аналогичных тепловым сетям. Т.е., создание ТГС с территориально рассредоточенными источниками холода. Для этого предлагается в центральных тепловых пунктах (ЦТП) или в индивидуальных

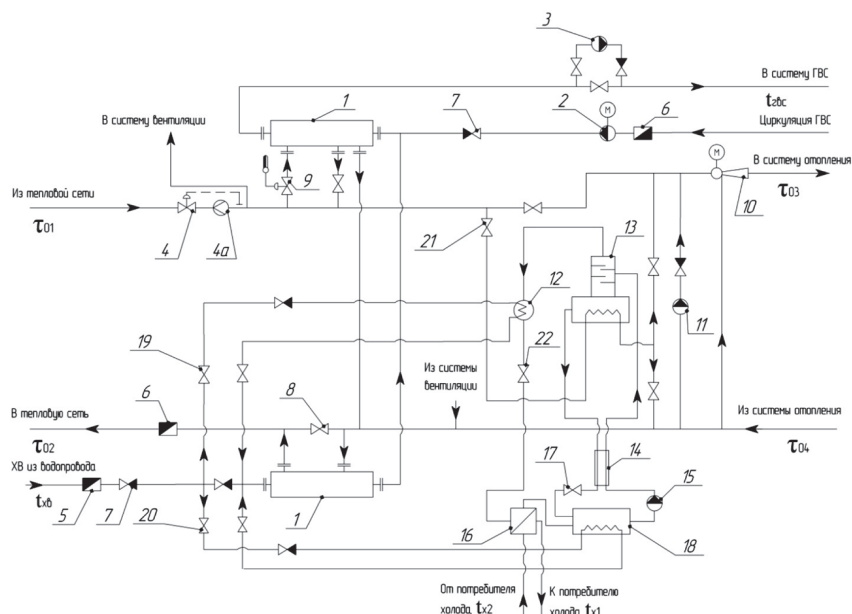


Рис. 7. Схема ИТХП с двухступенчатой схемой присоединения водоподогревателей

ГВС и встроенной водоаммиачной холодильной абсорбционной установкой
 1 – водоподогреватели первой и второй ступени горячего водоснабжения; 2 – циркуляционные насосы; 3 – повысительные насосы; 4 – регулятор ограничения максимального расхода воды на ввод; 4а – датчик расхода воды; 5 – водомер холодной воды; 6 – водомер расхода обратной сетевой воды; 7 – обратный клапан; 8 – регулирующая задвижка; 9 – регулятор подачи воды на ГВС; 10 – струйный элеватор; 11 – центробежный насос с частотным регулятором; 12 – конденсатор АБХМ; 13 – генератор АБХМ с ректификационной колонной; 14 – теплообменник растворов; 15 – водоаммиачный насос; 16 – испаритель АБХМ; 17 – дроссельный вентиль; 18 – абсорбер; 19 – клапан, регулирующий расход холодной воды через конденсатор; 20 – клапан, регулирующий расход холодной воды через абсорбер; 21 – клапан, регулирующий расход сетевой воды через генератор; 22 – регулирующий дроссельный вентиль.

тепловых пунктах (ИТП) часть теплоты с соответствующим температурным потенциалом трансформировать в теплоту (холод) с более низким температурным потенциалом (до -25°C). В качестве технологического решения предлагается использование абсорбционных холодильных машин (АБХМ). Таким образом, тепловой пункт преобразуется в тепло-хлад пункт (ТХП). Предварительные оценки энергоэффективности и эксплуатационных затрат показывают, что наиболее предпочтительными являются ИТП, с целью преобразования их в ИТХП, находящиеся в самом обслуживаемом здании или в близлежащей пристройке. На рис. 7 представлена схема индивидуального тепло-хлад пункта (ИТХП). В этой схеме, часть теплоты сетевой воды с температурой τ_{01} преобразуется в холод с температурой t_{x1} . Для данного ИТХП составлена математическая модель и алгоритм расчета необходимых элементов рассматриваемой системы для получения заданных параметров нагрузки по теплоте и холоду с необходимыми температурными уровнями.

Для промышленных предприятий с большими тепловыделениями в теплотехнологических установках рекомендуется использовать теплоту ВЭР для производства холода не только для систем вентиляции и кондиционирования, а и для соответствующих технологических процессов.

Литература

1. Шелгинский А.Я. Промышленная энергетика в развитии экономики страны // Промышленная энергетика, № 5, 2000. С. 28–32.
2. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник / Под общ. ред. чл.-корр. Ран А. В. Клименко и проф. В. М. Зорина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2004 – 622 с.: ил. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 4).
3. Шелгинский А. Я. Создание рациональных энерготехнологических комплексов промышленных предприятий – эффективный путь решения основных задач энергосбережения. Подготовка специалистов // Промышленная энергетика. 2010. № 8. С. 4–8.
4. Шелгинский А. Я. Основные направления создания рациональных комбинированных энерготехнологических систем предприятий химической промышленности // Промышленная энергетика, № 10, 1990. С. 4–6.
5. Ключников А. Д. Интенсивное энергосбережение: предпосылки, методы, следствия. / Теплоэнергетика, № 1, 1994. С. 12–16.

6. Шелгинский А. Я. Тепловые трубы в системах теплоснабжения и утилизации ВЭР: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2006. С. 52.

7. Васильев Л. Л., Вааз С. Л., Киселев В. Г., Конев С. В., Гракович Л. П. Низкотемпературные тепловые трубы. Мн.: Наука и техника, 1976. 136 с.

8. Кладов И. В., Шелгинский А. Я. Разработка энергосберегающей теплотехнологической системы производства экстракционной фосфорной кислоты (ЭФК) // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. Четырнадцатой Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 3-х т. – М.: Издательство МЭИ, 2008. Т. 2. С. 396–397.

9. Филина О. В., Шелгинский А. Я. Анализ эффективности использования теплоты в производстве серной кислоты. // Промышленная энергетика, № 7, 1999. С. 40–42.

10. Фролов В. П., Шелгинский А. Я. Энергосбережение при комбинированном использовании тепловых труб и теплонасосных установок // Энергосбережение. 2006. № 4. С. 32–33.

Сведения об авторах

Кладов Иван Владимирович – соискатель;

Маленков Алексей Сергеевич – студент;

Рудицер Михаил Игоревич – студент;

Фетисов Денис Олегович – студент;

Шелгинский Александр Яковлевич – доктор техн. наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

www.enef.mpei.ru; E-mail: ShelginskyAY@yandex.ru;

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МЕГАПОЛИСОВ

Е. Г. Гашо, к. т. н., доцент НИУ МЭИ

Эффективность и надежность энергоснабжения крупных городов в современных условиях определяется значительным числом влияющих факторов: наличием резервов и пиковых мощностей на источниках, состоянием сетевого хозяйства, интенсивностью пиковых нагрузок и ночных «провалов», сочетанием потребителей с постоянным (промышленность) и переменным графиком нагрузки, и другими аспектами.

Резкое падение относительно постоянных промышленных нагрузок во многих регионах привело к существенному изменению графиков тепловых и электрических нагрузок, росту доли резко переменных режимов коммунального комплекса. Понимание фактической картины с энергоиспользованием в различных отраслях РФ только начинает по настоящему складываться и очищаться от мифов и искаженных представлений. Сотни энергетических обследований, корректная обработка и выверка показаний тысяч приборов учета дают взвешенную картину реальных потерь и эффективности использования энергии в промышленности, коммунальном комплексе, в сетевом хозяйстве, на энергоисточниках.

Не вдаваясь в соответствующие отраслевые особенности и региональные тонкости, можно с уверенностью говорить, что подлинные причины «энергетической неэффективности» у нас существенно иные, чем в других странах (в том числе с развитой экономикой). Резкое падение эффективности в ТЭК и на энергоисточниках в основном происходит из-за недогрузки, неоптимальных режимов, износа оборудования. Сетевое хозяйство так же работает в нерасчетных режимах, изношено и морально устаревает. Перерасходы ТЭР и различного рода «неэффективность» – результат совместного действия большого числа факторов, которые приводят к резкому снижению надежности и безопасности функционирования систем энергоснабжения городов.

Кроме того, фактические режимы энергопотребления демонстрируют тесную взаимосвязь электрических и тепловых графиков нагрузок. Всем памятно как холодная зима 2005/2006 гг., так и экстремальная летняя жара летом 2010 г. В обоих случаях в

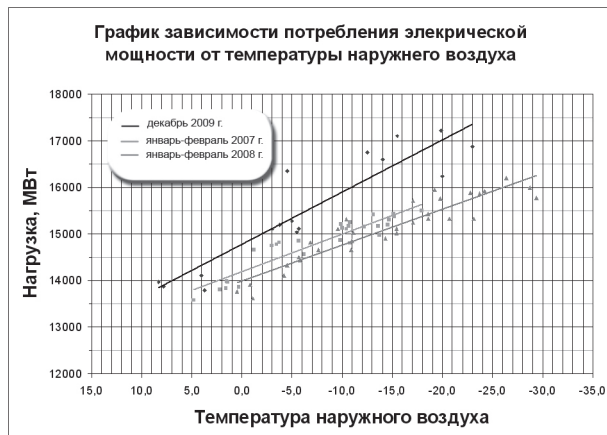


Рис. 1.

энергосистеме Московского региона был зафиксирован абсолютный рекорд потребляемой электрической мощности.

Но если во втором случае пик электропотребления был обусловлен работой систем кондиционирования, то в первом электрообогрев компенсировал нестабильную работу теплоснабжения некоторых городских микрорайонов*. Система теплоснабжения имела значительные резервы по мощности, но до зданий они «не доходили» и люди включали электрообогреватели. Активный рост жилья, торгово-развлекательных объектов в последние 5–6 лет привел к росту этого «пикового довеса» с 80–85 МВт на 1 градус похолодания в 2007–2008 гг. до 110–115 МВт в 2009 г. (рис. 1).

Пиковые нагрузки в мегаполисах становятся важным фактором аварийности и энергобезопасности городского хозяйства. Ситуация, естественно, различна в городах разного размера, с разным соотношением промышленного/коммунального энергопотребления. Ввод нового жилья наряду с выводом промышленных предприятий создает новую ситуацию на стороне потребления и энергоисточники вынуждены реагировать на существенно изменившиеся графики потребления тепловой и электрической энергии (табл. 1).

Различные демонстрационные проекты высокой энергетической эффективности в Казани, Нижнем Новгороде, Екатеринбурге,

* Несмотря на рекордно низкие температуры зимы 2005/2006 гг., в энергосистеме имелся значительный резерв тепловой мощности как ТЭЦ Мосэнерго, так и на РТС МОЭК.

Таблица 1.
Комплекс факторов, влияющих на энергоснабжение

Влияющие факторы на стороне потребителей	Влияющие факторы на стороне источников
Повышение теплозащиты строящихся зданий и снижение расчетных тепловых нагрузок на отопление	Реконструкция и вывод из эксплуатации устаревших котлов и турбин, с переходом на ГТУ и ПГУ
Рост доли новых (отремонтированных) зданий с повышенной теплозащитой	Строительство ТЭЦ с повышенной долей электрической мощности (ПГУ)
Проведение реконструкции зданий с заменой инженерных коммуникаций, систем освещения	Оснащение крупных котельных газотурбинными агрегатами для комбинированной выработки
Оснащение зданий системами управления теплопотреблением	Рост установок «распределенной генерации» разной мощности (в том числе на ВИЭ)
Рост оснащенности зданий бытовой электропотребляющей техникой (в том числе системами кондиционирования)	Наличие пиковых (аккумулирующих) энергоисточников разной мощности в городских районах
Рост числа торгово-офисных, развлекательных центров с преобладанием электрической нагрузки	Использование промышленных ТЭЦ, теплоутилизационных ТЭЦ, других различных ВЭР
Рост пиковых электрических нагрузок различной природы	Использование местных ресурсов для развития дополнительной тепловой и электрогенерации

Новосибирске, затем комплексный проект Научного парка МЭИ в Центральном округе Москвы показали необходимость и успешность именно комплексного подхода к энерго- и ресурсосбережению. Выбор и соотношение базовых направлений энергосбережения в различных регионах определяется общей территориальной картиной, особенностями структуры топливно-энергетического баланса, дефицитом генерирующих мощностей рядом других влияющих аспектов.

Анализ топливно-энергетического баланса городского хозяйства Москвы показывает, что произошло существенное изменение структуры тепловых и электрических нагрузок: эти тенденции связаны как с падением промышленного производства, так и с неуклонным ростом экономики города за последние 5 лет. Принципиально важны изменения соотношения тепловых и электрических

нагрузок. Если с 1991 года потребление тепла снизилось на 18 %, то в свою очередь потребление электроэнергии наоборот выросло на 19 %, плюс существенно выросли потери в электрических сетях. Наиболее значительный прирост потребления электроэнергии был обусловлен ростом бытового потребления (18 % по электроэнергии), промышленности (11 % по электроэнергии), нежилой фонд (федеральная и городская бюджетная сфера, потребительский рынок – 10,6 %) Форму и «пики» графика электрической нагрузки в значительной степени определяют указанные потребители.

В связи с ростом пиковых нагрузок за последние годы в Москве введено в практику ограничение в потреблении электроэнергии в период максимума электрической нагрузки. В 2007 году была относительно теплая зима, но даже при этих условиях избежать отключений не удалось. Разрыв между потребностью в период максимума электрических нагрузок и возможностью энергосистемы достигал более 2 тыс. МВт. Этот разрыв может быть ликвидирован к 2010 году только при условии, что программа строительства новых генерирующих мощностей будет четко выполнена, и будут реализованы задания по энергосбережению, заложенные в городскую программу.

Генеральным планом развития города Москвы к 2020 году предусматривается увеличение объема жилищного фонда в 1,4 раза (на 70 млн кв. м), рост площадей коммерческо-деловой сферы в 7 раз (на 60 млн кв. м), строительство социально-значимых объектов обслуживания в объеме 10.8 млн. кв. м, развитие и реорганизация промышленного сектора.

Такое развитие обуславливает значительный рост тепловых и электрических нагрузок: по данным НИиПИ Генплана Москвы более 16 тыс. Гкал/ч и около 4,5 тыс. МВт соответственно. Для обеспечения социально-экономического развития города требуются дополнительные энергоресурсы, прежде всего газ, доля которого в топливно-энергетическом балансе города уже сейчас составляет около 92%, в схеме теплоснабжения должны быть рассмотрены вопросы экономически эффективного энергосбережения и повышения эффективности систем.

На графике (рис. 2) рассматривается прогноз снижения потребления природного газа при проведении как энергосберегающих мероприятий, так и при мероприятиях, повышающих эффективность производства и потребления:

перераспределения тепловой нагрузки на более эффективные мощности (1)

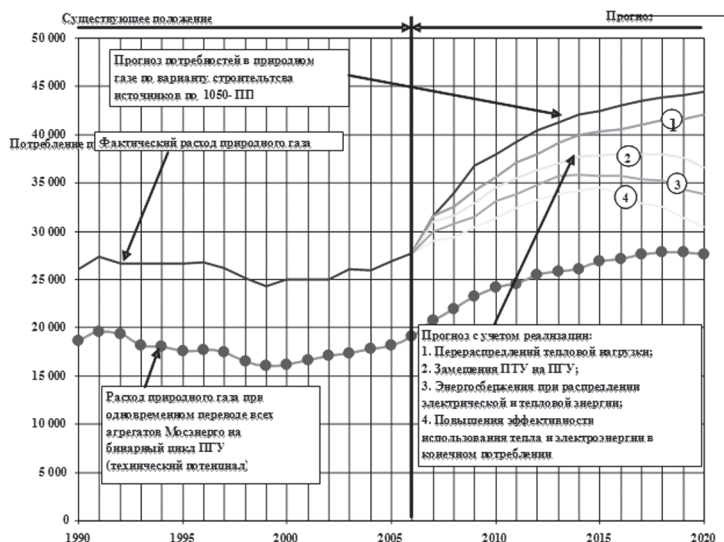


Рис. 2. Суммарное потребление топлива в г. Москве при реализации программы энергосбережения

Замещение действующих паротурбинных установок на парогазовые установки (2)

Энергосбережения (3)

Повышение эффективности в конечном потреблении (4)

Только в этом случае возможно обеспечение базового варианта городского развития без увеличения расхода природного газа.

Целенаправленные меры по сокращению потребляемой электрической энергии в масштабах города за счет энергосберегающих мероприятий могут сократить максимум нагрузки на 3–3,5 тыс. МВт, что соизмеримо с реализацией дорогостоящей Программы развития генерирующих мощностей.

Результаты работ нашли отражение и частично реализуются в целевых программах энергосбережения ряда округов столицы. Довольно активно идет работа по капитальному ремонту жилого фонда, в ходе которой реализуется комплекс энергосберегающих мероприятий: модернизация инженерных систем и освещения, реконструкция ограждающих конструкций и замена окон на энергосберегающие, установка систем регулирования теплопотребления.

Такая поэтапная и последовательная реализация комплекса мер по энергосбережению приносит соответствующие эффекты как в

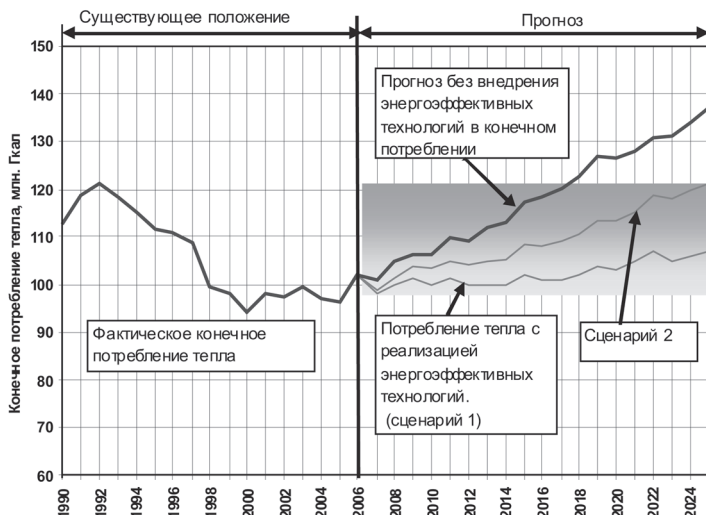


Рис. 3. Динамика потребления тепловой энергии с учетом энергосбережения у конечных потребителей

снижении расходов тепловой энергии на отопление зданий, так и в сокращении потребления горячей и холодной воды населением. Важно, чтобы политика энергосбережения была целостной и последовательной: от узлов учета к системам мониторинга и оплате по факту, от первичного регулирования к возможности управления спросом и суммарному радикальному сокращению потерь энергии на всех стадиях технологической цепочки от источника к потребителям (рис. 3).

Проблемы согласованной работы источников тепловой энергии и потребителей в распределенных системах теплоснабжения требуют применения, как отмечалось выше, целостного комплекса как технических мер и мероприятий, так и сопутствующих правовых и экономических решений. Речь идет о понимании проблематики территориально распределенных иерархических систем теплоэнергоснабжения, напрямую связанной с использованием разных дисбалансов энергии различного потенциала, и в этом качестве могут быть равноправно использованы утилизационные, аккумулирующие и пиковые агрегаты разной мощности. Кроме того, «разнокачественность» теплотехнических характеристик зданий, произвольным образом распределенных по территории, накладывается на разнородность климатических характеристик

и параметров, и приводит к совершенно уникальной картине потребления ресурсов коммунальным комплексом.

Совокупность различных факторов на стороне потребителей и источников определяют уникальную их комбинацию в крупных городах. Для сокращения, устранения или активного использования дисбалансов ТЭР необходимо иметь соответствующие элементы распределенного регулирования и управления потреблением ресурсов в распределенных элементах. Именно минимизация, или управление возникающими дисбалансами является важнейшей предпосылкой устойчивой, надежной работы всей системы.

Дисбалансы энергопотребления в рамках мегаполиса вполне можно прогнозировать и нейтрализовывать при комплексном территориальном подходе к городскому хозяйству как единому механизму жизнеобеспечения. Если не видеть в нем только отраслевые структуры и интересы, выделять и приватизировать частные обособленные участки для извлечения прибыли, без поддержания их работоспособности и надлежащей технологической модернизации.

Невозможно в одночасье избавиться от неэффективности, перейти к другой культуре безотходности и рационального использования ресурсов, даже приняв продуманные и взвешенные законы. Несбалансированность и непоследовательность нормативно-правовой базы – следствие излишней поспешности в решении комплексных междисциплинарных проблем развития городов, которую можно и необходимо преодолевать образованием и адекватной пропагандой энергоэффективности. Обучение на конкретных региональных проблемах и обмен опытом реализации успешных проектов и программ создает необходимую палитру действий, вселяет уверенность в достижении поставленных целей и задач.

Немного наивно полагать, что разумная пропаганда и последовательное образование людей радикально изменят ситуацию, но без этого безрадостная пока картина с пониманием энергосбережения и его продвижением уж точно не сдвинется с места. Органичная политика энергоресурсосбережения должна строиться не на слепом заимствовании западных технологий и подходов, а опираться на знание фактической ситуации, реальную проблематику, выверенные значения резервов и потенциалов энергоэффективности. Соответственно, механизмы и стимулы энергоэффективности должны органично встраиваться в социально-экономические процессы, учитывать культурно-психологические факторы, региональные особенности.

Целостная ткань эффективной политики в энергетическом хозяйстве РФ складывается из фрагментов региональных проектов модернизации энергетического сектора и коммунального комплекса. Поэтому так остро необходима системная и междисциплинарная «политика энергетической модернизации РФ», которая должна объединить энергосбережение, технические и технологические инновации, кадровый прорыв, комплекс стимулирующих мер для их реализации, действенный государственный контроль. С одной стороны политика должна быть единой для страны, с другой – выделять региональную приоритетность сопутствующих технологических и инновационных коридоров.

Литература

1. Гашо Е. Г., Репецкая Е. В. От стратегий и программ к реальному энергосбережению (опыт региональных проектов) // Энергетическая политика. 2011. № 1.

2. Гашо Е. Г. Неэффективность систем теплоэнергоснабжения как источник техногенных рисков и пути их снижения. // Проблемы анализа риска. 2011. № 6.

3. Папушкин В. Н., Гашо Е. Г. Роль энергосбережения при выборе рациональной схемы энергоснабжения мегаполиса.// Теплоэнергетика. 2009. № 12.

4. Шелгинский А. Я. Энерготехнологические системы промпредприятий – уровень решения основных задач энергосбережения.// Новости теплоснабжения. 2010 г. № 10.

Гашо Евгений Геннадьевич, к. т. н., доцент кафедры ПТС НИУ МЭИ.

+7(495) 362-78-89 egasho@gmail.com

ПРОЛИВНЫЕ ПОВЕРОЧНЫЕ УСТАНОВКИ – ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

В. П. Каргапольцев, А. А. Мицкевич

Общий парк средств измерений расхода и количества жидкости в последние годы существенно увеличился за счет широкого применения расходомеров – счетчиков различных типов для учета энергоресурсов, в том числе при проведении коммерческих расчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов. Какими бы не были эти приборы, для них обязательной является первичная поверка при выпуске из производства и периодическая поверка во время эксплуатации, если приборы используются в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора.

Процедура поверки расходомеров-счетчиков включает в себя воспроизведение потока жидкости в широком диапазоне расходов, измерение параметров этого потока эталонными средствами измерений, измерение рабочими средствами измерений, обработку результатов. При большом объеме приборов поверка становится настолько трудоемкой, что неизбежно возникает вопрос о повышении эффективности поверочных работ и обеспечении достоверности результатов поверки.

Одним из путей разрешения таких вопросов является использование автоматизированных проливных поверочных установок. Опыт использования таких установок накапливался более двух десятков лет, однако на сегодняшний день конкретные требования, которым должна удовлетворять разрабатываемая автоматизированная поверочная установка, отсутствуют. Исходя из опыта производства и эксплуатации установок можно сформулировать следующие основные требования:

- 1) поверка расходомеров с выходными сигналами 0–10 В, 0(4)–5 (20) мА, 0–20000 Гц, RS 232 (485), «сухой контакт», «открытый коллектор», фотоэлектронный съем сигналов с устройств «звездочка»; с визуальным съемом показаний;
- 2) режимы поверки сличением – «старт-стоп с места» и «старт-стоп с хода», ручной «старт-стоп» по визуальным показаниям;
- 3) максимальная степень автоматизации для повышения производительности установок, для обеспечения ее самотестирования;
- 4) возможность поверки всех встроенных эталонных средств измерений без их демонтажа с мест эксплуатации;

5) класс точности установок не ниже 0,05 % (в перспективе – 0,03 %);

6) два способа поверки – объемный и весовой;

7) наличие системы сглаживания пульсаций потока и деаэрации воды;

8) возможность создания в гидравлическом тракте установки давления, предусмотренного методиками поверки на поверяемые приборы;

9) контроль температуры и давления в лаборатории и измерительном тракте установки, введение соответствующих поправок при калибровке эталонных расходомеров для учета эффекта вытеснения воздуха и учета азириванности применяемой в установке воды;

10) стабилизация поверочных расходов с заданной погрешностью;

11) ограничение доступа к программному обеспечению установки;

12) постоянно действующая система водоочистки для устранения из воды различных примесей;

13) изготовление металлоконструкции из коррозионно-стойких материалов;

14) применение экономичных малошумящих циркуляционных насосов;

15) использование преобразователей частоты с фильтрами радиопомех и сетевыми дросселями;

16) использование устройств для сигнализации и защитного отключения при аварийных ситуациях.

На основании этих общих требований ООО «ИТЦ «Промавтоматика» (группа компаний «Взлет», г.Санкт-Петербург) в течение ряда лет производит проливные поверочные установки ВПУ (рис. 1, 2), которые позволяют создать техническую базу для проведения поверки при выпуске из производства и из эксплуатации. Номенклатурный ряд поверочных установок ВПУ включает установки с максимальным воспроизводимым расходом до 1000 м³/ч с использованием в качестве рабочей жидкости водопроводной воды. Погрешность таких установок при измерении расхода по весовым устройствам имеет диапазон значений до 0,05 % и по эталонным расходомерам до 0,15 %.

Функциональные возможности программно-аппаратного комплекса установки ВПУ:

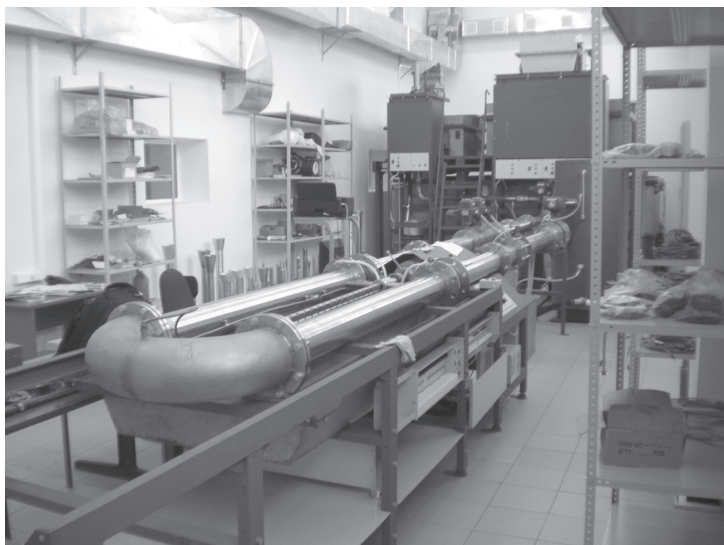


Рис. 1. Поверочная установка ВПУ-05 с одним рабочим столом (г.Альметьевск).

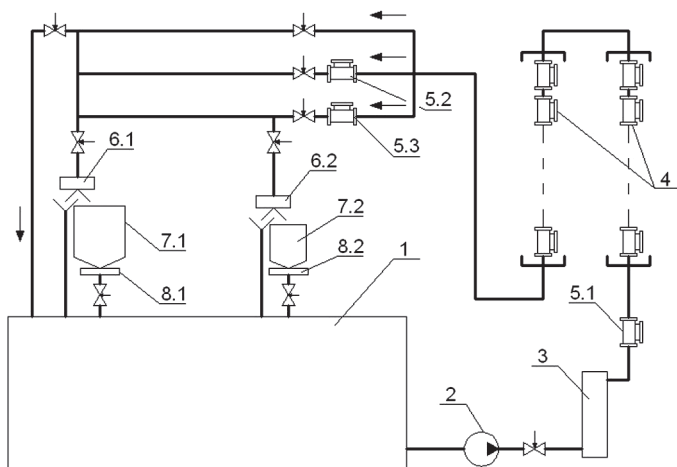


Рис. 1. Схема гидравлического контура установки ВПУ-05 с одним рабочим столом (г.Альметьевск):

- 1 – накопительный бак-резервуар для хранения и деаэрации рабочей жидкости; 2 – насос с регулируемым электроприводом; 3- ресивер для деаэрации и обеспечения стабильности расхода жидкости; 4 – рабочий стол с испытательными участками для поверяемых приборов; 5 – эталонные расходомеры; 6 – переключатели потока; 7 – накопительные емкости для проверки весовым методом; 8 – весоизмерительные устройства.

- проведение процедуры поверки и калибровки одновременно до 56 приборов (включая эталонные расходомеры);
- связь с поверяемыми приборами по интерфейсу RS-232 или RS-485;
- управление работой переключателя потока по командам оператора, по завершению цикла проливки, по заполнению весового бака;
- проведение поверки в автоматическом режиме;
- стабилизация заданного значения расхода рабочей жидкости;
- самотестирование в процессе работы;
- обеспечение длин прямых участков перед и после испытательного участка рабочего стола не менее 10 диаметров условного прохода поверяемых приборов;
- учет габаритов помещения заказчика при разработке конструкции установки;
- обслуживание одним оператором;
- гарантийное и послегарантийное сопровождение.

Названные в первой части доклада требования в большинстве своем являются необходимыми и учитываются при проектировании и производстве, но требуют периодических дополнений по результатам эксплуатации, проверок, круговых сличений поверочных установок. Только в этом случае можно рассчитывать, что установки различных производителей при поверке одного и того же прибора будут одинаковые результаты.

Авторы:

Каргапольцев Василий Петрович, директор, **Мицкевич** Алеся Александровна, заместитель директора ООО «Промавтоматика-Киров» (группа компаний «Взлет», г. Санкт-Петербург), Россия, 610021, г. Киров, ул.Воровского, 92, тел/факс (8332) 62-92-37, promavto-k@mail.ru, <http://www.проливная-установка.рф>.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТОВ В СИСТЕМАХ ВЕНТИЛЯЦИИ ЗДАНИЙ ПРИ НИЗКОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА

Л. Н. Данилевский

Обязательным элементом энергоэффективных зданий, обеспечивающим до 50% экономии тепловой энергии, необходимой на отопление, является принудительная система вентиляции с возвратом тепла вентиляционных выбросов. Возврат тепла в системе вентиляции выполняется с использованием теплообменников различных конструкций. Независимо от их конструкции, параметром сравнения теплообменных аппаратов является их эффективность, т.е. отношение возвращенной при теплообмене энергии к максимально возможной. Как правило, оценкой эффективности теплообменника является эта величина, полученная при «сухом» теплообмене. Такая оценка является достаточной для условий эксплуатации, не угрожающих замерзанием конденсирующейся в вытяжном канале теплообменника влаги. В условиях эксплуатации с низкой температурой окружающего воздуха к теплообменнику можно предъявить требования высокая эффективность возврата тепла во всем диапазоне возможных условий эксплуатации.

Во многом, этот выбор должен диктоваться особенностями системы предотвращения замерзания.

Решение проблемы замерзания конденсата достигается, как правило, подогревом приточного воздуха до температуры, предотвращающей замерзание конденсата. Это решение снижает энергетическую эффективность теплообменника, т. к. не позволяет использовать полностью тепло в удаляемом воздухе и не решает полностью проблему замерзания конденсата в теплообменнике. Приблизительно, при температуре ниже минус 5 °С начинает замерзать конденсат. Включение подогрева воздуха во входном канале теплообменника решает проблему замерзания конденсата, но температура уходящего из теплообменника воздуха равна 0 °С независимо от температуры наружного воздуха. При температуре наружного воздуха, равной минус 25 °С теряется около 33,7 кДж/кг тепловой энергии из уходящего воздуха что составит около 47% энергетического потенциала. Неправильный выбор значения пороговой температуры может привести к замерзанию конденсата в рекуператоре, и прекращению его работы, как это произошло при

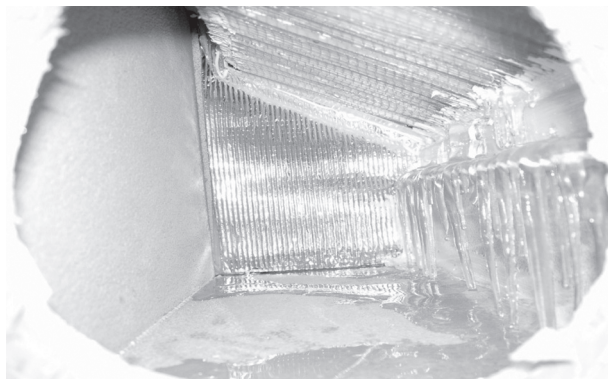


Рис. 1. Замерзший конденсат в камере удаляемого воздуха рекуперативного теплообменника

эксплуатации одного из теплообменников на энергоэффективном жилом здании пр. Притыцкого, 107, в г. Минске представленных на рисунке.

Известны технические решения теплообменников с дополнительным байпасным каналом приточной вентиляции, в который направляют часть приточного воздуха при снижении температуры в вытяжном канале до 0°C . Это решение снижает энергетическую эффективность теплообменника, т. к. частично наружный воздух поступает в помещение, минуя теплообменник. Имеются и другие технические решения.

Наружный воздух, попадающий на вход вентиляционной системы, необходимо нагреть до оптимальной температуры. Поэтому следует говорить не об эффективности теплообменника, а об эффективности системы теплообмена, которую можно определить следующим образом [1]:

$$\zeta = \frac{Q_v}{Q_{\max}},$$

где Q_v – количество энергии возвращаемое теплообменником из удаляемого воздуха, кВтч/м² в год; $Q_{\max}$ – количество энергии, необходимое для нагрева наружного воздуха до оптимальной температуры, кВтч/м² в год.

Отопительный сезон можно разбить на три периода: период с сухим теплообменом, с конденсацией влаги и период, когда конденсат может замерзнуть.

Потенциальное значение теплового потока $Q(\theta)$, который может отдавать удаляемый из помещения воздух при температуре наружного воздуха θ , определяется по формулам:

- если θ удовлетворяет условию $T_0 \geq \theta \geq T_{tr}$,

$$Q(T_{tr}) = (cc + c_1 c_0) V_1 (T_0 - \theta)$$

- если θ удовлетворяет условию $0 \leq \theta \leq T_{tr}$,

$$Q(0) = Q(T_{tr}) + c_1 c (T_{tr} - \theta) V_1 + (\rho_0 - \rho_{\text{нас}}(\theta)) c_2 V_1$$

- если θ удовлетворяет условию $0 \leq \theta < T_{tr}$,

$$Q(\theta) = Q(0) + c_b c (0 - \theta) \cdot V_1 + (\rho - \rho_{\text{нас}}(\theta)) (c_2 + c_3) V_1$$

ρ – плотность сухого воздуха, кг/м³; V_1 – объем воздуха, м³/с; c – теплоемкость воздуха, Дж/кг*К; c_1 – теплоемкость пара, Дж/кг*К; c_2 – удельное тепло парообразования, Дж/кг; c_3 – скрытая теплота плавления льда, Дж/кг; $\rho_{\text{нас}}(\theta)$ – плотность насыщенного пара при температуре θ , кг/м³, T_0 – температура воздуха в помещении, °С; T_{tr} – температура точки росы в удаляемом воздухе.

На рис. 2 приведен график потенциального значения теплового потока $Q(\theta)$ для температуры наружного воздуха, изменяющейся в диапазоне от минус 30 °С до 20 °С (кривая 1). Если энергетическая эффективность рекуператора равна k , то от удаляемого воздуха передается приточному тепловой поток $Q_{\text{пол}}(\theta)$, равный:

$$Q_{\text{пол}}(\theta) = kQ(\theta),$$

Графики значений теплового потока, передаваемого приточному воздуху при различных значениях энергетической эффективности рекуператора, показаны на рис. 1 (кривые 2–4). Исходные данные для расчета приведены в табл. 1.

Из графиков рис. 2 следует, что замерзание конденсата в рекуператоре будет происходить, в зависимости от эффективности рекуператора, при условии, что температура наружного воздуха ниже температуры, определяемой из уравнения (8).

Таблица 1
Исходные данные для расчета

$V_1 = V_2$ м ³ /ч	T_0 °С	φ_1 , %	φ_2 , %
140	20	40	80

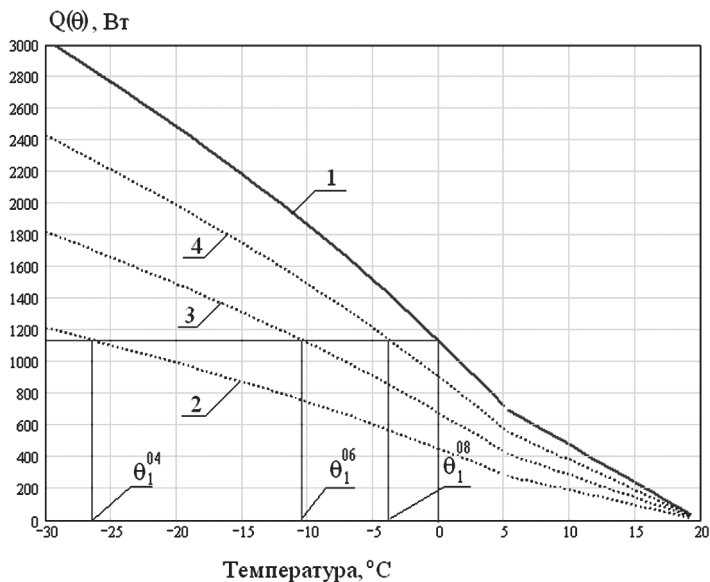


Рис. 2. Потенциальное значение теплового потока и значения теплового потока для различной эффективности рекуператора
 1 – потенциальное значение теплового потока;
 2 – значение теплового потока при $k = 0,4$; 3 – $k = 0,6$; 4 – $k = 0,8$;

$$Q(0) = kQ(\theta_{\text{пр}})$$

В табл. 2 приведены значения температуры приточного воздуха на входе рекуператора, при которой наступает замерзание конденсата в вытяжном канале, для различных значений энергетической эффективности рекуператора.

Используя справочные данные о повторяемости температур наружного воздуха для конкретного населенного пункта с учетом приведенных выше формул становится возможным рассчитать количество теплоты, $E_{\text{от}}$, кВтч, отданной в рекуператоре с извест-

Таблица 2
 Значения температуры приточного воздуха на входе рекуператора, при которой наступает замерзание конденсата

Эффективность, %	40	50	60	70	80	90
$\theta_{\text{пр}}$, °C	-30,2	-18,7	-11,8	-7,2	-4,1	-1,8

ным значением эффективности удаляемым воздухом приточному за отопительный период без угрозы замерзания конденсата.

$$E_{\text{от}} = 10^{-3} k \sum_{\theta_i = \theta_{\text{пр}} | \rightarrow \theta_{\text{max}}} Q(\theta_i) D(\theta_i),$$

где $\theta_{\text{пр}}$ – минимальная температура приточного воздуха, при которой не наступает замерзание конденсата, °C; θ_{max} – максимальная температура отопительного периода, °C; $D(\theta_i)$ – повторяемость наружной температуры θ_i , ч.

Значение $E_{\text{от}}$ позволяет определить дополнительное количество тепловой энергии, необходимое для подогрева приточного воздуха до температуры воздуха помещений.

Очевидно, количество тепловой энергии, необходимое для нагревания приточного воздуха от наружной температуры до температуры воздуха помещений, может быть найдено по формуле :

$$E_{\text{пр}} = (c_{\text{в}} \rho_{\text{св2}} + c_{\text{n}} \rho_{\text{n2}}) V_2 \sum_{\theta_i = \theta_{\text{min}} | \rightarrow \theta_{\text{max}}} (T_1 - \theta_i) D(\theta_i),$$

T_i – температура воздуха в помещении на i -м интервале, °C.

Дополнительное количество тепловой энергии, необходимое для подогрева приточного воздуха до температуры воздуха помещений определяется по формуле :

$$\Delta E = E_{\text{пр}} - E_{\text{от}}.$$

Расчеты эффективности системы рекуперации тепла по приведенной формуле показывают, что при использовании методов защиты теплообменника от размораживания, ограничивающих снижение температуры удаляемого из помещений воздуха на выходе рекуператора величиной 0 °C, оптимальное значение эффективности рекуператора уменьшается при снижении средней температуры наружного воздуха. Повышение эффективности рекуператора приводит к увеличению значения предельной температуры наружного воздуха и, в итоге, к снижению общей эффективности системы теплообмена.

На рис. 2 приведены оптимальные значения энергетической эффективности рекуператора и значения эффективности системы теплообмена, полученные для различных климатических условий. На графике используются значения средней температуры наружного воздуха холодного периода, рассчитанные по таблице

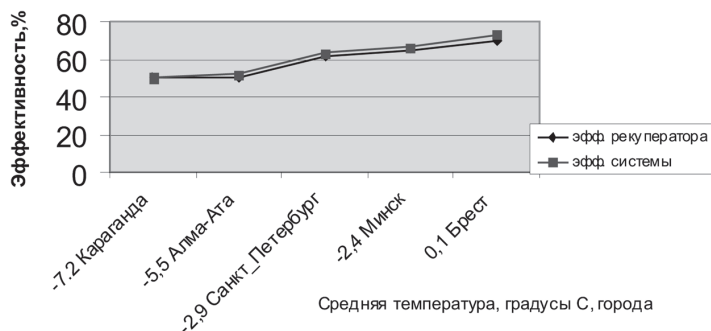


Рис. 3. Зависимость оптимального значения эффективности рекуператора и эффективности системы теплообмена от климатических условий

повторяемости температур, не превышающих 8 °С. При понижении среднего значения температуры воздуха оптимальное значение энергетической эффективности рекуператора также снижается. Обращает на себя внимание тот факт, что значения эффективности системы теплообмена, ζ , приблизительно равны оптимальным значениям энергетической эффективности рекуператора для тех же климатических условий.

Таким образом, при выборе теплообменника для использовании в системе вентиляции его эффективность не может быть определяющим параметром. Выбор необходимо выполнять по эффективности системы теплообмена в течение отопительного периода, определение величины которой предложено в данной статье. Методы обеспечения высокой эффективности системы при низких температурах приведены в [1].

Литература

1. Л. Н. Данилевский Принципы проектирование и инженерное оборудование энергоэффективных жилых зданий. – Минск, 2011, 375 с.

Данилевский Л. Н. ГП «Институт НИПТИС им. Атаева С.С.»
Минск, 220114, ул. Ф. Скорины, 15, (+375 17) 267-31-71,
e-mail: leonik@tut.by

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ЗДАНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Л. Н. Данилевский

Снижение затрат энергии источников на отопление и горячее теплоснабжение зданий может быть достигнуто комплексом мероприятий:

- утеплением оболочки здания,
- утилизацией тепла вентиляционных выбросов,
- утилизацией тепла сточных вод,
- использованием энергии возобновляемых источников,
- оптимизацией систем теплоснабжения.

В то же время, задача экономии энергии не может решаться «любой ценой», а должна быть экономически оправданной. При этом следует различать задачи, решаемые при выполнении пилотных проектов, когда важно определить направление развития энергосберегающих технологий и при подготовке новых нормативных документов, определяющих развитие строительной отрасли на несколько лет. Во втором случае определяющим фактором при выборе энергосберегающих решений является их экономическая целесообразность.

Энергоэффективное здание понимается как открытая энергетическая система с оптимальным для существующих технико-экономических условий уровнем потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение и интерфейсом для подключения энергоэффективных модулей.

Такое определение энергоэффективного здания открывает возможность их массового строительства, используя в каждом конкретном случае экономически оправданные технические решения.

В Советском Союзе основным критерием при выборе технических решений был срок окупаемости капитальных затрат т. е. величина отношения:

$$T = Z_0 / \Delta \dot{Э}, \quad (1.3)$$

где Z_0 – капитальные затраты; $\Delta \dot{Э}$ – дополнительный годовой доход от внедрения.

При этом нормативный срок окупаемости задавался в пределах 8–12 лет.

В настоящее время используют новые экономические подходы к определению экономической эффективности инновационных мероприятий, учитывающие предполагаемую доходность вложенных средств. Основным экономическим показателем эффективности вложенных инвестиций может служить полный дополнительный доход, $\Delta\mathcal{E}$, который может быть получен за срок эксплуатации энергосберегающих мероприятий с учетом наращивания под проценты промежуточных доходов от реализации мероприятия, т. е. наращенный доход.

Основным критерием эффективности энергосберегающих мероприятий является срок окупаемости затрат. Для заданного срока окупаемости при известных экономических условиях отношение стоимости энергии, сэкономленной за год эксплуатации к затратам на выполнение энергосберегающего мероприятия должно быть равно:

$$\frac{\Delta\mathcal{E}}{Z_0} = \frac{(\alpha(1+p))^n (\alpha(1+p) - (1+p_1))}{(\alpha(1+p))^n - (1+p_1)^n},$$

где $\Delta\mathcal{E}$ – дополнительный годовой доход от внедрения, руб; Z_0 – капитальные затраты, руб.; $p \cdot 100$ – процентная ставка по кредиту в банке; p_1 – коэффициент ежегодного увеличения стоимости энергии; $\alpha < 1$ – коэффициент инфляции в стране.

На рис. 1 приведено значение зависимости отношения стоимости энергии, сэкономленной за год эксплуатации к затратам на выполнение энергосберегающего мероприятия, с учетом современной

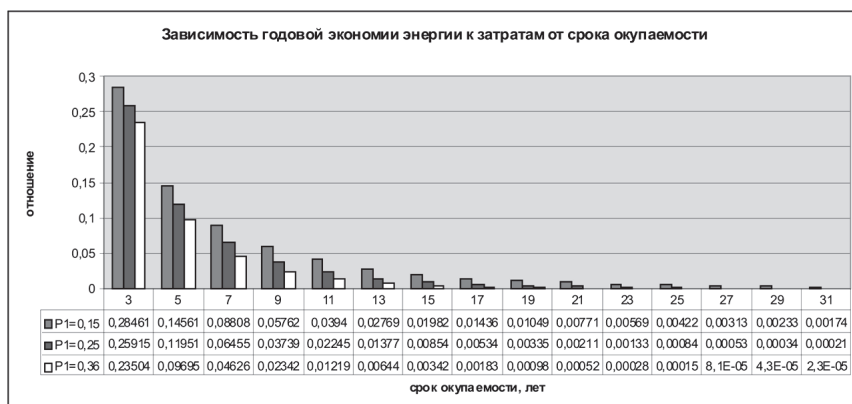


Рис. 1. Зависимости отношения стоимости энергии, сэкономленной за год эксплуатации к затратам на выполнение энергосберегающего мероприятия

Таблица 1
Срок окупаемости в зависимости от изменения стоимости энергии

Энергоэффективная технология	Отношение $\Delta\mathcal{E}/\mathcal{E}_0$	Срок окупаемости, n, лет		
		$p_1 = 0,15$	$p_1 = 0,25$	$p_1 = 0,36$
Утилизатор тепла сточных вод	0,4	<3	<3	<3
Утепление до $r = 5 \text{ м}^2 \text{ с/Вт}$	0,06	9	7	6
Солнечный коллектор	0,06	9	7	6
Рекуператор тепла	0,04	11	9	7
Фотоэлектрические элементы	0,01	19	14	11

стоимости энергии и затрат на выполнение энергосберегающих мероприятий стоимости. В табл. 1 приведены значения срока окупаемости мероприятий в зависимости от изменения стоимости энергии.

Нецелесообразно использование фотоэлектрических элементов, срок использования которых подойдет через 4–9 лет, в зависимости от величины изменения стоимости энергии

Из результатов, приведенных в таблице и данных на графике рис. 1 можно сделать вывод, что в стране созданы технико-экономические условия для строительства энергоэффективных зданий. Из приведенных данных можно сделать вывод, что в современном базовом варианте энергоэффективного здания, задав срок окупаемости менее 10 лет, целесообразно использовать в энергоэффективных зданиях следующие мероприятия:

- утилизация тепла сточных вод,
- утепление оболочки здания до $5 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C/Вт}$,
- утилизация тепла вентиляционных выбросов,
- применение солнечных коллекторов для нагрева воды.

В диапазоне возможного изменения стоимости энергии, срок окупаемости их использования не превышает 11 лет. В то же время, следующей энергоэффективной системой может стать система электроснабжения с использованием фотоэлектрических батарей. Ее время, предположительно, начнется с 2020 г., что делает в энергоэффективном здании целесообразным обеспечение возможности подключения фотоэлектрических элементов.

Рассмотрим составляющие теплового баланса зданий на рис. 2. Здесь представлены здания современной постройки (первый стол-

**с о с т а в л я ю щ и е т е п л о т е р ю э н е р г о э ф ф е к т и в н ы х з д а н и й :
9 э т а ж е й , 4 п о д з е з д а**

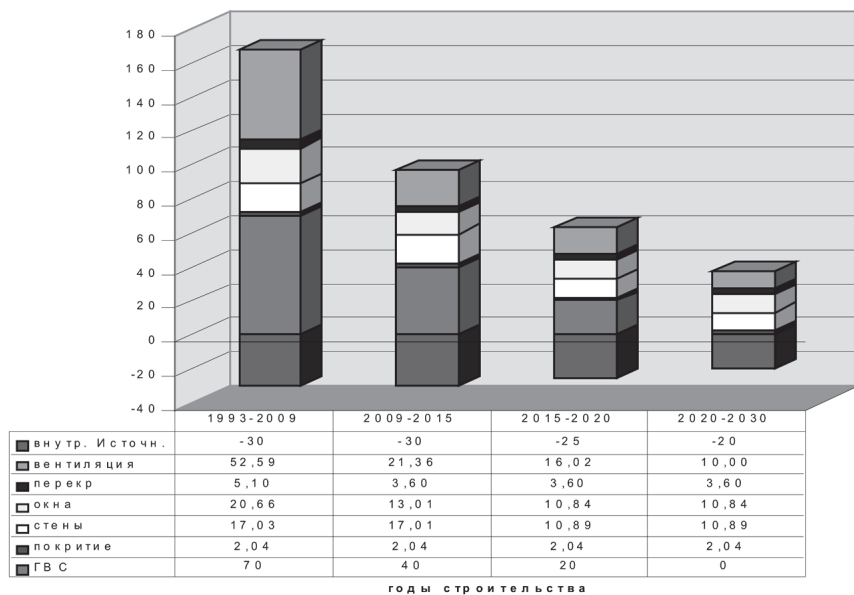


Рис. 2. Составляющие теплового баланса энергоэффективных зданий в развитии.

бец) и энергоэффективные здания трех поколений: соответствующие современным возможностям строительства (строящиеся в рамках программы энергоэффективного строительства в Республике Беларусь), прогноз для энергоэффективных зданий 2015–2020 гг. и 2020–2030 гг. постройки. Средние затраты тепла на отопление и по прогнозу затраты на отопление и горячее водоснабжение снизятся для энергоэффективных зданий от 67 кВтч/м² в год до 12 кВтч/м² в год для энергоэффективных зданий 2020–2030 гг. строительства. Прогноз строился на предположении, что с течением времени изменяются как составляющие теплового баланса жилых зданий, так и экономически оправданные энергоэффективные технические средства для снижения тепловых потерь.

Особенности конструкции и энергосберегающие решения энергоэффективного дома в г. Минске по ул. Притыцкого, 107.

Первый энергоэффективный дом в стране был построен в г. Минске в 2007 г. Целью проекта ставилась отработка технических и проектных решений по снижению уровня затрат тепловой энергии на отопление жилого здания до 30 кВтч/м² в год без

изменения существующих планировочных решений серии и без модернизации технологического оборудования на предприятиях. Для достижения планируемого уровня были предложены следующие технические решения:

- новый принцип вентиляции жилых помещений на основе квартирных систем принудительной приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением и рекуперацией тепла вентиляционных выбросов с эффективностью возврата тепла более 85%;

- для заполнения светопрозрачных проемов использованы разработанные институтом на основе использования композитного профиля (дерево-пенополиуретан-дерево) и двухкамерного стеклопакета с двумя низкоэмиссионными стеклами и аргоновым заполнением окна нового поколения с сопротивлением теплопередаче $R = 1,2 \text{ м}^2 \cdot \text{град} / \text{Вт}$;

- неоднородное по контуру здания утепление оболочки, что позволило уменьшить разницу в потреблении тепловой энергии для квартир расположенных в различных частях здания включая торцы и верхние этажи;

- стеновые панели с увеличенным сопротивлением теплопередаче в среднем от значения $3,2 \text{ м}^2 \cdot \text{град} / \text{Вт}$ в середине фасада здания до $5,2 \text{ м}^2 \cdot \text{град} / \text{Вт}$;

- в квартирах реализована система отопления с горизонтальной разводкой, автономная автоматизированная система регулирования режимов отопления и воздухообмена с автоматическим климат-контролем в каждой квартире и поквартирными учетом тепла;

- система автоматического контроля работы квартирных блоков управления, обеспечивающая регистрацию параметров микроклимата и мониторинг здания на стадии эксплуатации, а также устранения аварийных ситуаций в работе индивидуальных блоков.

В период эксплуатации дома за отопительный сезон 2007–2008, 2008–2009 и 2009–2010 гг. получены фактические данные по расходу тепловой энергии на отопление квартир экспериментального энергоэффективного дома. Фактические удельные расходы тепла на отопление квартир в здании по итогам первых двух отопительных сезонов, показали, что средний уровень удельного теплоснабжения, равен $44 \text{ кВтч} / \text{м}^2$ в год. Эта цифра выше расчетного уровня, равного $30 \text{ кВтч} / \text{м}^2$ в год. Разница объясняется тем обстоятельством, что расчет теплотерь выполнялся на температуру воздуха в жилых помещениях, равную 18°C , в то время как средняя температура

в помещениях по данным наблюдения была равна 21°C . Разность температур 3°C дает дополнительно 15% увеличение уровня теплопотерь, т. е. $4,5 \text{ кВтч/м}^2$ в год. К тому следует добавить, что дом сдавался в эксплуатацию без выполнения отделочных работ и заселение его происходило медленно. Поэтому в теплоснабжении здания отсутствовали внутренние источники тепла. Результаты анализа потребления тепла в течение отопительного сезона 2009–2010 гг. показывают тенденцию к снижению этого уровня. Ожидаемый окончательный уровень удельного потребления тепла на отопление составит около 35 кВтч/м^2 в год.

На основе накопленного опыта в Республике Беларусь разработана и функционирует «Комплексная программа по проектированию, строительству и реконструкции энергоэффективных жилых домов [11] с поэтапным расширении энергоэффективного строительства в стране с выходом на 100% строительство энергоэффективных зданий в 2015 г. Одновременно принято решение об организации в стране выпуска комплектующих изделий для обеспечения необходимых объемов строительства энергоэффективных зданий. Для многоквартирных зданий и зданий средней этажности энергоэффективными называют здания с удельным уровнем теплоснабжения менее $40 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^2$ в год. В изменении №1 ТКП Строительная теплотехника» нормативное сопротивление теплопередаче наружных стен установлено равным $3,2 \text{ м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C/Вт}$, перекрытия верхнего этажа – $6 \text{ м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C/Вт}$, покрытия над подвалом – $2,5 \text{ м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C/Вт}$. Для энергоэффективных зданий обеспечение требуемого значения удельного потребления тепловой энергии на отопление на уровне $40 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^2$ в год достигается принудительной приточно-вытяжной системой вентиляции с рекуперацией тепла вентиляционных выбросов.

В 2009–2010 гг. выполнены проекты и строительство зданий в областных центрах страны, в гг. Гомеле, Гродно, Витебске. Проектирование выполнялось институтами Гродногражданпроект, Гомельгражданпроект и Витебскгражданпроект при участии и научном сопровождении Государственного предприятия «Институт НИПТИС им. Атаева С.С.». На рис. 2 приведены значения удельного расхода тепла на отопление в сезоне 2010–2011 гг. первого в стране энергоэффективного здания в г. Минске по ул. Притыцкого, 107.

На рис. 2 представлены результаты анализа потребления тепла в течение отопительного сезона 2009–2010 гг. Среднее значение

Удельное потребление тепла в квартирах и средний уровень в сезоне 2009-2010 гг.

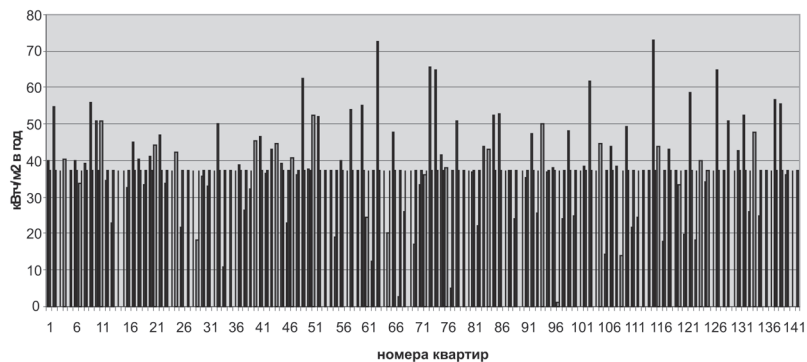


Рис. 3. Фактические удельные расходы тепла на отопление квартир энергоэффективного дома по результатам отопительного сезона 2009–2010 гг.

удельного расхода тепла на отопление здесь равно $37 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$ в год. Эта цифра выше расчетного уровня, равного $30 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$ в год. Разница объясняется тем обстоятельством, что расчет теплотерь выполнялся на температуру воздуха в жилых помещениях, равную 18°C , в то время как средняя температура в помещениях по данным наблюдения была равна 21°C . Разность температур 3°C дает дополнительно 15% увеличение уровня теплотерь, т. е. $4,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^2$ в год. К тому следует добавить, что заселенность дома ниже средней по республике, поэтому внутренние источники тепла имеют меньшую мощность, чем было принято в расчетах.

Объем ввода энергоэффективных жилых домов в Республике Беларусь составил: в 2009 г. – 27,9 тыс. м^2 , в 2010 г. – 306,2 тыс. м^2 , в 2011 г. – 476,6 тыс. м^2 , так что к настоящему времени в стране построено более 800 000 м^2 энергоэффективных зданий, объем строительства которых к 2015 году составит 60% от общего объема.

Литература

1. Данилевский, Л.Н. Принципы проектирования и инженерное оборудование энергоэффективных жилых зданий /Л. Н. Данилевский. // Бизнесофсет,– Минск, 2011.- 375 с.

Данилевский Л. Н.

ГП «Институт НИПТИС им. Атаева С.С.»

Минск, 220114, ул. Ф. Скорины, 15, (+375 17) 263-81-91,

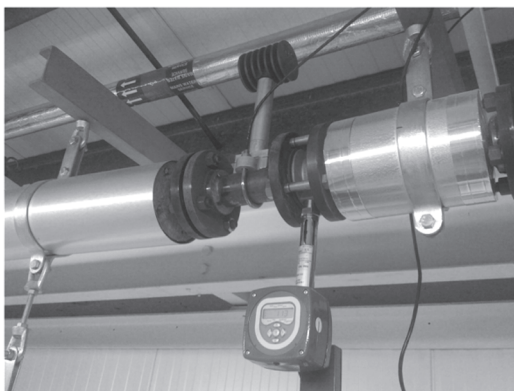
e-mail: leonik@tut.by

Компания Spirax Sarco обладает почти столетним опытом проведения научных исследований, разработки технологий и производства оборудования для пароконденсатных систем, в том числе и средств измерений расхода пара и конденсата. Являясь экспертом в данной области, Spirax Sarco выгодно отличается от других инструментальных компаний, производящих средства измерения расхода пара и конденсата. Глубокое знание предмета измерений позволяет Spirax Sarco разрабатывать надёжные расходомеры, обеспечивающие достоверные измерения в течение длительного срока службы с учётом всех особенностей применения.

В 2011 году произошло значительное расширение линейки продуктов расходомеров и глубокая модернизация выпускавшихся ранее

Расходомер TVA (Target Variable Area) является развитием семейства расходомеров обтекания мишенного типа с переменным проходным сечением, известным под товарным знаком DIVA. Расходомер обладает высокой точностью ($\pm 2,0\%$) в широком динамическом диапазоне измерений расхода (50:1) Это позволяет эффективно использовать расходомер TVA в системе учета и контроля энергоресурсов, составляя точную картину паропотребления на предприятии. Достоинством расходомера TVA является его компактность, простота монтажа и минимальные требования к прямым участкам трубопровода. А низкое энергопотребление обеспечивает его энерго-независимость – расходомер TVA может питаться от термоэлектрического преобразователя Spirax Sarco, преобразующего тепло паропровода.

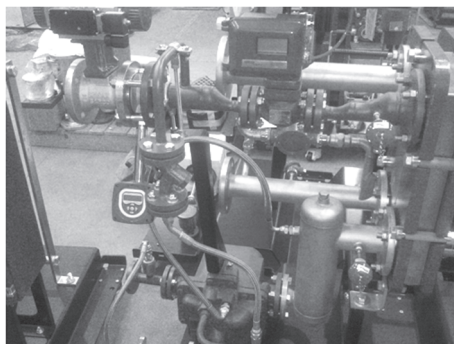
Эффективность и надёжность расходомера подтверждает уникальная гарантия производителя





на 3 года, значительно превышающая стандартную гарантию продолжительностью 1 год других производителей на подобное оборудование. Расходомер оснащается токовым выходным сигналом или частотным выходным сигналом на выбор и легко интегрируется в системы АСУ ТП благодаря интерфейсу RS232/RS485 с протоколом Modbus RTU. Готовится к выпуску модификация расходомера с беспроводной передачей данных Wi-Fi HART.

Благодаря высоким потребительским качествам расходомер TVA стал «Продуктом года» журнала Plant Engineering за 2011 год.

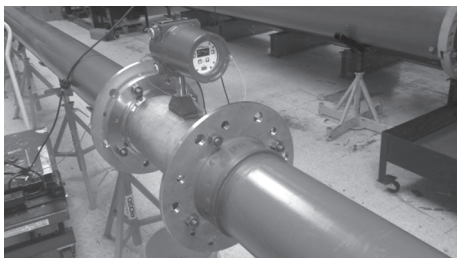


В 2012 году начинается серийное производство расходомеров TFA (Target Fixed Area) для паропроводов диаметром от Ду15 до Ду50, что позволяет оснастить каждую паропотребляющую установку счётчиком пара по доступной цене.

Новейшие многопараметрические вихревые и турбинные расходомеры VLM10 и

RIM10 позволяют одновременно измерять три параметра рабочей среды (давление, температуру и расход), что обеспечивает измерение массового расхода жидкости и пара, приведенного к н.у. объемного расхода газа, а также тепловую мощность и энергию.

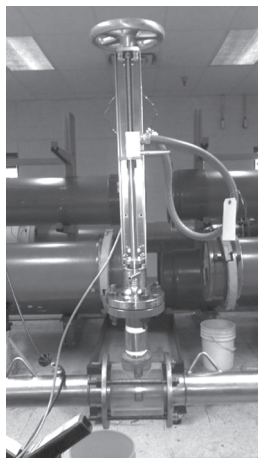
Полнопроходный вихревой расходомер VLM10 (Vortex InLine Meter) и погружной турбинный расходомер RIM10 (Rotor Insertion Meter), имеют первичные преобразователи расхода аналогичные расходомеру Vortex Phd™ и Turbo-Bar™ TMP, но кроме встроенных датчиков давления и/или температуры они оснащены новым электронным блоком Millennium. Этот блок включает встро-



енный вычислитель потока, позволяющий рассчитывать массовый расход и тепловую мощность пара (или коррекцию плотности газа) и не требующий дополнительных тепло-вычислителей и корректоров.

Основным преимуществом расходомера RIM10 является возможность измерения весьма низких скоростей потока пара или газа (от 1 м/с) в трубопроводах больших диаметров (до 2000 мм).

Ультразвуковой накладной времяимпульсный расходомер UTM10 (Ultrasonic Transit-time Meter) является новым поколением расходомера Sono-Trak™ Transit-time с новым патентованным принципом возбуждения ультразвукового луча, что обеспечивает высокую точность измерений (в пределах $\pm 1,0\%$), что является уникальным для накладных расходомеров. Отсутствие контакта со средой и врезки в трубопровод исключает необходимость его перекрытия и остановки процесса. При использовании накладных термометров появляется возможность его использования в качестве теплосчётчика в теплообменных аппаратах или холодильных агрегатах.



Электромагнитный расходомер UniMag® является уникальным электромагнитным расходомером, позволяющим измерять расход не только конденсата, но и деминерализованной и деионизованной воды с проводимостью от 0,08 мкСм/см. Это обеспечивается патентованной системой возбуждения переменного импульсного магнитного поля, повышающим отношение сигнал/шум в 50 раз по сравнению



нию с существующей технологией импульсного квазипостоянного магнитного поля.

Расходомеры Spirax Sarco оснащены как традиционными унифицированными выходными сигналами, так и различными цифровыми интерфейсами для интегрирования в локальные вычислительные сети (LAN) и АСУ ТП (SCADA). Теперь с нашими

расходомерами можно общаться через Интернет!

При производстве расходомеров Spirax Sarco используются новейшие технологические процессы, например, лазерная сварка в вакууме, электронные компоненты повышенной надёжности Military Standard, технологии и материалы, заимствованные из авиакосмической промышленности.

Расходомеры Spirax Sarco калибруются натурным образом на водяных и воздушных образцовых установках и, что является уникальным для расходомеров пара, тестируются на паровых стендах при выпуске из производства.

Все расходомеры Spirax Sarco сертифицированы в России, метрологически обеспечены, имеют разрешения и допуски для использования на опасных промышленных объектах и во взрывоопасной атмосфере. Гарантийный срок на расходомеры Spirax Sarco составляет 2–3 года, а межповерочный интервал 3–4 года, при этом расходомеры не требуют технического обслуживания, что резко снижает стоимость владения и срок окупаемости.

Сычев Геннадий Иванович,
Руководитель направления измерения расхода
ООО «Спиракс-Сарко Инжиниринг»
1-й Кожевнический пер. дом 6,
БЦ «Павелецкий», офис 202
Москва, 114115 Россия
тел. 8(495)755-90-62
факс 8(495)755-90-63
e-mail: gennady.sychev@ru.spiraxsarco.com

Точность измерения расхода пара зависит от целого ряда факторов. Один из них – степень его сухости. Часто этим показателем пренебрегают при подборе приборов учета и измерения, и совершенно напрасно. Дело в том, что насыщенный влажный пар по сути является средой двухфазной, и это вызывает ряд проблем в измерении его массового расхода и тепловой энергии. Как решить эти проблемы, мы сегодня разберемся.

Свойства водяного пара

Для начала, определимся с терминологией и выясним, каковы особенности влажного пара.

Насыщенный пар – водяной пар, находящийся в термодинамическом равновесии с водой, давление и температура которого связаны между собой и располагаются на кривой насыщения (рис. 1), определяющей температуру кипения воды при данном давлении.

Перегретый пар – водяной пар, нагретый до температуры выше температуры кипения воды при данном давлении, получаемый, например, из насыщенного пара путем дополнительного нагрева.

Сухой насыщенный пар – бесцветный прозрачный газ, является гомогенной, т. е. однородной средой. В некоторой степени это абстракция, так как получение его затруднительно: в природе



Рис. 1. Линия насыщения водяного пара

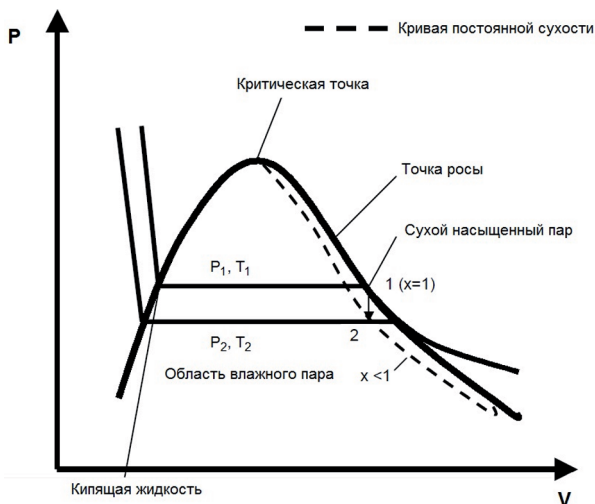
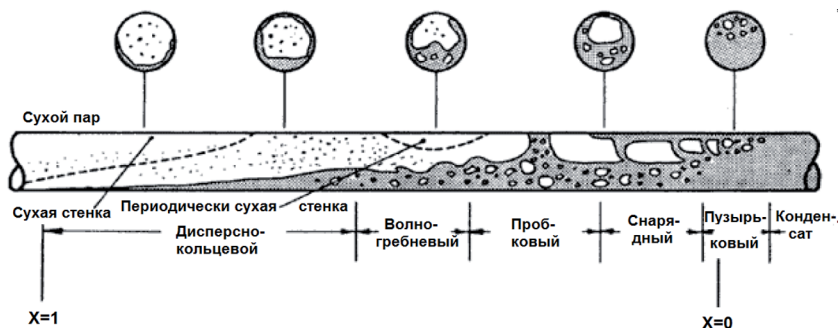


Рис. 2. PV-диаграмма водяного пара

он встречается только в геотермальных источниках, а производимый паровыми котлами насыщенный пар не является сухим – типичные значения степени сухости для современных котлов 0,95–0,97. Чаще всего степень сухости еще ниже. Кроме того, сухой насыщенный пар метастабилен: при поступлении тепла извне он легко становится перегретым, а при отдаче тепла – влажным насыщенным [1].

Влажный насыщенный пар (рис. 2) представляет собой механическую смесь сухого насыщенного пара с взвешенной мелкодисперсной жидкостью находящейся с паром в термодинамическом и кинетическом равновесии. Флуктуация плотности газовой фазы, наличие посторонних частиц, в том числе несущих электрические заряды – ионы, приводит к возникновению центров конденсации, носящей гомогенный характер. По мере роста влажности насыщенного пара, например, из-за тепловых потерь или повышения давления, мельчайшие капельки воды становятся центрами конденсации и постепенно растут в размерах, а насыщенный пар становится гетерогенным, т.е. двухфазной средой – паро-конденсатной смесью – в виде тумана. Насыщенный пар, представляющий газовую фазу паро-конденсатной смеси, при движении передает часть своей кинетической и тепловой энергии жидкой фазе. Газовая фаза потока несет в своем объеме капельки жидкой фазы, но скорость жидкой фазы потока существенно ниже скорости его паровой фазы.



Характеры движения среды по Collier и Thome (1994)

Рис. 3. Структура двухфазного потока в горизонтальном трубопроводе

Влажный насыщенный пар может формировать границу раздела, например, под воздействием гравитации. Структура двухфазного потока при конденсации пара в горизонтальных и вертикальных трубопроводах меняется в зависимости от соотношения долей газовой и жидкой фаз (рис. 3).

Характер течения жидкой фазы зависит от соотношения сил трения и сил тяжести и в горизонтально расположенном трубопроводе при высокой скорости пара течение конденсата может оставаться пленочным, как и в вертикальной трубе, при средней может приобретать спиралевидную форму (рис. 5), а при низкой – пленочное течение наблюдается только на верхней внутренней поверхности трубопровода, а в нижней формируется непрерывный поток, «ручей» [2].

Таким образом, в общем случае поток пароконденсатной смеси при движении представляет собой три составляющих: сухой насыщенный пар, жидкость в виде капель в ядре потока и жидкость в виде пленки или струи на стенках трубопровода.

Каждая из этих фаз имеет свою скорость и температуру, при этом при движении пароконденсатной смеси возникает относительное скольжение

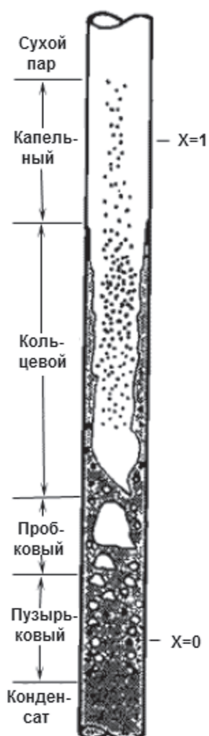


Рис. 4. Структура двухфазного потока в вертикальном трубопроводе

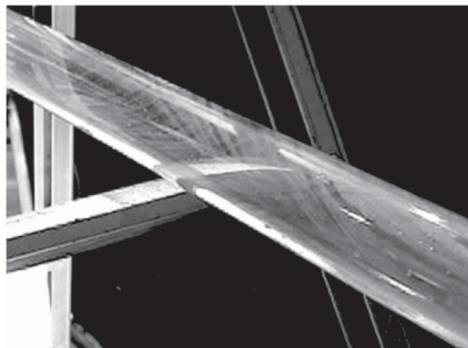


Рис. 5. Спиралевидное движение конденсата.

фаз [3]. Математические модели двухфазного течения в паропроводе влажного насыщенного пара представлена в работах [4, 5].

Проблемы измерения расхода

Измерение массового расхода и тепловой энергии влажного насыщенного пара связано со следующими проблемами:

- 1) газовая и жидкая фазы влажного насыщенного пара движутся с различной скоростью и занимают переменную эквивалентную площадь поперечного сечения трубопровода;
- 2) плотность насыщенного пара возрастает по мере роста его влажности, причем зависимость плотности влажного пара от давления при различной степени сухости неоднозначна;
- 3) удельная энтальпия насыщенного пара снижается по мере роста его влажности.
- 4) определение степени сухости влажного насыщенного пара в потоке затруднительно.

Вместе с тем, повышение степени сухости влажного насыщенного пара возможно двумя известными способами: «мятием» пара (снижением давления и, соответственно, температуры влажного пара) с помощью редукционного клапана и отделением жидкой фазы с помощью сепаратора пара и конденсатоотводчика. Современные сепараторы пара обеспечивают почти 100% осушение влажного пара.

Измерение расхода двухфазных сред – крайне сложная задача, до сих пор не вышедшая за пределы исследовательских лабораторий. Это в особой степени касается пароводяной смеси [6].

Большинство расходомеров пара являются скоростными, т. е. измеряют скорость потока пара. К ним относятся расходомеры

переменного перепада давления на базе сужающих устройств, вихревые, ультразвуковые, тахометрические, корреляционные, струйные расходомеры. Особняком стоят кориолисовые и тепловые расходомеры, непосредственно измеряющие массу протекающей среды.

Рассмотрим, как различные виды расходомеров справляются со своей задачей, если имеют дело с влажным паром.

Расходомеры переменного перепада давления

Расходомеры переменного перепада давления на базе сужающих устройств (диафрагм, сопел, труб Вентури и других местных гидравлических сопротивлений) до сих пор являются основным средством измерения расхода пара. Однако, в соответствии с подразделом 6.2 ГОСТ Р 8.586.1–2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом перепада давления»: По условиям применения стандартных сужающих устройств, контролируемая «среда должна быть **однофазной** и **однородной** по физическим свойствам» [8]:

При наличии в трубопроводе двухфазной среды пара и воды измерение расхода теплоносителя приборами переменного перепада давления с нормированной точностью не обеспечивается [9]. В этом случае «можно было бы говорить об измеренном расходе паровой фазы (насыщенного пара) потока влажного пара при известном значении степени сухости» [10].

Таким образом, применение таких расходомеров для измерения расхода влажного пара приведет к недостоверным показаниям [11].

Оценка возникающей методической погрешности (до 12% при давлении до 1 МПа и степени сухости 0,8) при измерении влажного пара расходомерами переменного перепада давления на базе сужающих устройств проведена в работе [12].

Ультразвуковые расходомеры

Ультразвуковые расходомеры, успешно применяемые при измерении расхода жидкостей и газов, ещё не нашли широкого применения при измерении расхода пара, несмотря на то, что отдельные их типы выпускаются серийно [13] или были анонсированы производителем [14]. Проблема заключается в том, что ультразвуковые расходомеры, реализующие доплеровский принцип измерений, основанный на сдвиге частоты ультразвукового луча, не пригодны для измерения перегретого и сухого насыщенного пара из-за отсутствия неоднородностей в потоке, необходимых для

отражения луча, а при измерении расхода влажного пара сильно занижают показания из-за отличия скоростей газовой и жидкой фазы. Ультразвуковые расходомеры времяимпульсного типа наоборот неприменимы для влажного пара из-за отражения, рассеивания и преломления ультразвукового луча на каплях воды.

Вихревые расходомеры

Вихревые расходомеры разных производителей при измерении влажного пара ведут себя неодинаково. Это определяется как конструкцией первичного преобразователя расхода, принципа детектирования вихрей, электронной схемы, так и программного обеспечения. Принципиальным является влияние конденсата на работу чувствительного элемента. В некоторых конструкциях «серьезные проблемы возникают при измерении расхода насыщенного пара, когда одновременно в трубопроводе существует газовая и жидкая фаза. Вода концентрируется вдоль стенок трубы и препятствует нормальному функционированию датчиков давления установленных заподлицо со стенкой трубы» [15]. В других конструкциях конденсат может затапливать сенсор и блокировать измерение расхода вовсе. Зато у некоторых расходомеров это практически не влияет на показания.

Кроме этого, двухфазный поток, набегая на тело обтекания, формирует целый спектр вихревых частот, связанных как со скоростью газовой фазы, так и со скоростями жидкой фазой (капельной формы ядра потока и пленочной или струйной пристеночной области) влажного насыщенного пара. При этом, амплитуда вихревого сигнала жидкой фазы может быть весьма значительной и, если электронная схема не предполагает цифровой фильтрации сигнала с помощью спектрального анализа и специального алгоритма выделения «истинного» сигнала, связанного с газовой фазой потока, что характерно для упрощенных моделей расходомеров, то будет происходить сильное занижение показаний расхода. Лучшие модели вихревых расходомеров обладают системами DSP (цифровой обработки сигнала) и SSP (спектральной обработки сигнала на основе быстрого преобразования Фурье), которые позволяют не только повысить отношение сигнал/шум, выделить «истинный» вихревой сигнал, но и устранить влияние вибраций трубопровода и электрических помех.

Несмотря на то, что вихревые расходомеры предназначены для измерения расхода однофазной среды, в работе [16] показано, что они могут быть использованы для измерения расхода двухфазных

сред, в том числе, пара с каплями воды при некоторой деградации метрологических характеристик.

Влажный насыщенный пар со степенью сухости свыше 0,9 по экспериментальным исследованиям EMCO и Spirax Sarco можно считать гомогенным и за счет «запаса» по точности расходомеров PhD и VLM ($\pm 0,8-1,0\%$), показания массового расхода и тепловой мощности будут находиться в пределах погрешностей, нормированных в [17].

При степени же сухости 0,7–0,9 относительная погрешность измерений массового расхода этих расходомеров может достигать десяти и более процентов.

Другие исследования, например, [18] дают более оптимистический результат – погрешность измерения массового расхода влажного пара соплами Вентури на специальной установке для калибровки расходомеров пара находится в пределах $\pm 3,0\%$ для насыщенного пара со степенью сухости свыше 0,84.

Чтобы избежать блокирования чувствительного элемента вихревого расходомера, например, чувствительного крыла конденсатом, некоторые производители рекомендуют ориентировать первичный преобразователь таким образом, чтобы ось чувствительного элемента была параллельна поверхности раздела пар/конденсат.

Другие типы расходомеров

Расходомеры переменного перепада/переменной площади, обтекания с подпружиненной заслонкой и мишенные переменной площади не допускают измерение двухфазной среды из-за возможного эрозионного износа проточной части при движении конденсата.

Принципиально только массовые расходомеры кориолисового типа могли бы измерять двухфазную среду, однако исследования [19] показывают, что погрешности измерений кориолисовых расходомеров в значительной степени зависят от соотношения долей фаз, а «попытки разработать универсальный расходомер для многофазных сред скорее ведут в тупик». В тоже время кориолисовые расходомеры интенсивно развиваются [20], и, возможно, успех будет достигнут уже скоро, но пока таких **промышленных** средств измерений на рынке нет.

Коррекция степени сухости пара

Для вычисления массового расхода и тепловой мощности влажного пара необходимо измерение степени сухости. Многие тепловычислители и теплоэнергоконтроллеры российского производства имеют в качестве опции введение константы «степень сухости

пара», с помощью которой производится коррекция удельной плотности и энтальпии влажного насыщенного пара.

Плотность насыщенного водяного пара согласно [21] определяют по формуле:

$$c = \frac{c_1 c_2}{c_2(1 - x) + c_1 x},$$

где ρ – плотность насыщенного водяного пара, кг/м^3 ; c_1 – плотность жидкой фазы насыщенного водяного пара, кг/м^3 ; c_2 – плотность газовой фазы насыщенного водяного пара, кг/м^3 ; x – степень сухости насыщенного водяного пара, кг/кг ;

Фиксированное значение степени сухости может быть установлено на базе экспертной оценки или баланса масс (последний можно установить при анализе статистических данных и наличии одного источника и одного потребителя пара), однако эти методы будут создавать существенную погрешность, поскольку не учитывают динамические погрешности, связанные с изменением степени сухости в процессе работы [22].

В разные годы в России и СНГ появлялась информация о реализации измерителей сухости пара в потоке (поточных влагомеров) основанных, например, на диэлькометрическом методе измерений (зависимости диэлектрической проницаемости от влажности пара) [23], радиационного просвечивания трубопровода гамма-лучами [24], однако промышленных влагомеров пара до сих пор не появилось на рынке.

На самом деле, американская компания EMCO (с 2005 года бренд Spirax Sarco) выпускала вычислитель потока FP-100, имеющий токовый вход 4–20 мА с функцией ввода «влажности пара» и собственно измеритель влажности пара, действующий на зависимости степени поглощения СВЧ энергии в потоке влажного пара.

Однако, в начале 90-х годов XX века этот вход перестал использоваться, а измеритель влажности перестал производиться. Почему? Потому, что стало совершенно очевидно, что использование влажного пара для каких-либо целей, кроме весьма ограниченных технологических, неприемлемо из-за снижения энергоэффективности пароконденсатных систем, повышенного износа паропроводов, арматуры, фитингов и других устройств, возрастания риска аварий и катастроф в опасных промышленных и других объектах.

Решение проблемы измерения расхода влажного пара

Единственно правильным решением осуществления метрологически достоверного и надёжного учета тепловой мощности и

массового расхода влажного насыщенного пара, является метод, описанный в работах [25, 26]:

1) сепарирование влажного пара с помощью сепаратора и конденсатоотводчика;

2) измерение расхода сухого насыщенного пара любым пригодным для этого расходомером;

3) измерение расхода конденсата любым пригодным для этого расходомером;

4) расчёт массовых расходов и тепловых мощностей пара и конденсата;

5) интегрирование параметров во времени, архивирование и формирование протоколов измерений.

Измерение расхода конденсата должен производиться в той части конденсатопровода, где обеспечено однофазное состояние конденсата (без пара вторичного вскипания), например, после конденсатного бака (ресивера), имеющего связь с атмосферой (востовую трубу), с использованием конденсатного насоса или перекачивающего конденсатоотводчика.

Схема измерения расхода влажного пара приведена ниже.

Измерение пульсирующих расходов

Измерение быстроменяющихся (пульсирующих) потоков расходомерами переменного перепада давления в некоторых случаях может достигать недопустимо больших значений [25]. Это связано с большим числом источников погрешности: влияния квадратичной зависимости между расходом и перепадом давления, влиянием местного ускорения, влияния акустических явлений и импульсных

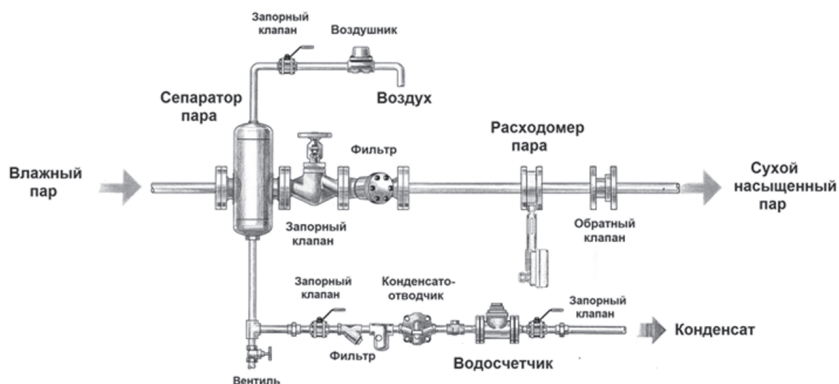


Рис. 6. Измерение расхода влажного пара

(соединительных) трубок. Поэтому п.6.3.1 ГОСТ Р 8.586.1–2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом перепада давления» устанавливает, что: «Расход должен быть постоянным или медленно меняющимся во времени».

Измерение пульсирующих расходов вихревыми расходомерами не представляет проблем, так как эти расходомеры имеют достаточное быстродействие при измерении расхода пара. Диапазон частот срыва вихрей с тела обтекания при измерении расхода пара составляют сотни и тысячи герц, что соответствует временным интервалам от единиц до десятков миллисекунд. Современные электронные схемы вихревых расходомеров анализируют спектр сигнала за 3–7 периодов синусоидального вихревого сигнала, обеспечивая отклик в течение менее 30–70 мс, достаточный для отслеживания быстропротекающих процессов.

Измерение расхода пара в переходных режимах (пуске, прогреве, останове паропровода)

Пусковые режимы трубопровода связаны с прогревом трубопровода насыщенным или перегретым паром и интенсивным образованием конденсата. Наличие конденсата будет подвергать опасности гидроударов кинетического и термодинамического типа как сами паропроводы, так и арматуру, фитинги и других устройства, установленные на паропроводе, при контакте пара с конденсатом. Дренаж паропроводов совершенно необходим не только в режиме прогрева и пуска, но и при нормальной эксплуатации.

При этом сепарация образующегося в переходных режимах конденсата, с помощью сепараторов пара и конденсатоотводчиков, наряду с получением сухого насыщенного пара, обеспечивает отвод конденсата, который может быть измерен расходомером жидкости любого пригодного для этой среды типа.

Влияние гидроударов

Наличие конденсата во влажном паре представляет серьезную угрозу возникновения гидроударов. При этом возможно как образование пробки конденсата, так и мгновенная конденсация пара при контакте с жидкостью. «Расходомеры на сужающих устройствах гидроударов не боятся, а вихревые расходомеры разделились на два лагеря. В вихревых расходомерах на основе пульсаций давления чувствительные элементы находятся под тонкой мембраной, а потому не защищены от гидроударов. Производители, как правило, честно предупреждают об этом, напоминая, однако, что гарантия на прибор в этом случае недействительна.

В вихревых расходомерах на основе изгибных напряжений чувствительный элемент отделен от измеряемой среды, поэтому ничего не знает о гидроударах» [27].

Литература

1. Rainer Hohenhaus. How useful are steam measurements in the wet steam area?//METRA Energie-Messtechnik GmbH, November, 2002.

2. Good Practice Guide Reducing energy consumption costs by steam metering. //Ref. GPG018, Queen's Printer and Controller of HMSO, 2005

3. Коваленко А.В. Математическая модель двухфазного течения влажного пара в паропроводах.

4. Тонг Л. Теплопередача при кипении и двухфазное течение.- М.: Мир,1969.

5. Теплопередача в двухфазном потоке. Под ред. Д. Баттерворса и Г. Хьюитта.// М.: Энергия, 1980.

6. Ломшаков А.С. Испытание паровых котлов. СПб, 1913.

7. Jesse L. Yoder. Using meters to measure steam flow// Plant Engineering,- April 1998.

8. ГОСТ Р 8.586.1–2005. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом перепада давления.

9. Коваль Н.И., Шароухова В.П. О проблемах измерения насыщенного пара.//УЦСМС, Ульяновск.

10. Кузнецов Ю.Н., Певзнер В.Н., Толкачев В.Н. Измерение насыщенного пара сужающими устройствами //Теплоэнергетика. – 1080. – № 6.

11. Робинштейн Ю.В. О коммерческом учете пара в паровых системах теплоснабжения.// Материалы 12-й научно-практической конференции: Совершенствование измерений расхода жидкости, газа и пара. – СПб.: Борея-Арт, 2002.

12. Абаринов, Е. Г., К.С. Сарело. Методические погрешности измерения энергии влажного пара теплосчетчиками на сухой насыщенный пар // Измерительная техника. – 2002. – №3.

13. Бобровник В.М. Бесконтактные расходомеры «Днепр-7» для учета жидкостей, пара и нефтяного газа. //Коммерческий учет энергоносителей. Материалы 16-й международной научно-практической конференции,- СПб.: Борея-Арт, 2002.

14. DigitalFlow™ XGS868 Steam Flow Transmitter. N4271 Panametrics, Inc., 4/02.

15. Богуш М.В. Развитие вихревой расходомерии в России.

16. Engineering Data Book III, Chapter 12, Two Phase Flow Patterns, Wolverine Tube, Inc. 2007.

17. П-683 «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя», М.: МЭИ, 1995.

18. A. Amini and I. Owen. The use of critical flow venturi nozzles with saturated wet steam. //Flow Meas. Instrum., Vol. 6, No. 1, 1995

19. Кравченко В.Н., Риккен М. Измерения расхода с помощью кориолисовых расходомеров в случае двухфазного потока.//Коммерческий учет энергоносителей. XXIV международная научно-практическая конференция,- СПб.: Борей-Арт, 2006.

20. Richard Thorn. Flow Measurement. CRC Press LLC, 1999.

21. ГСИ. Паровые системы теплоснабжения. Уравнения измерений тепловой энергии и количества теплоносителя. МИ 2451–98

22. Коптев В.С., Сычев Г.И. Теорема о среднем в учете энергоресурсов.//Коммерческий учет энергоресурсов. XX международная конференция. – СПб.: Борей-Арт, 2004.

23. В.К.Судиловский и др. О разработке теплосчетчика влажного пара.//Автоматизация коммерческого учета энергоносителей. Материалы Второго семинара. – СПб.: МЦЭНТ, 1995.

24. Смирнов И.В. и др. Измерение расхода влажного пара с помощью расходомеров с сужающими устройствами.12 конференции.

25. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ. – СПб.: Политехника, 2004.

26. Шорников Е.А. Контроль у потребителя расхода влажного пара, отпускаемого поставщиком перегретым.//Коммерческий учет энергоносителей, СПб.: МЦЭНТ, 1997.

27. Золотаревский С.А. Мечин А.В. Учет расхода пара. Приключения инженеров КИП или вихревые расходомеры как реальная альтернатива сужающим устройствам // Энергоанализ и энергоэффективность. – 2006. – №6.

Сычев Геннадий Иванович,

Руководитель направления измерения расхода

ООО «Спиракс-Сарко Инжиниринг»

1-й Кожевнический пер. дом 6,

БЦ «Павелецкий», офис 202

Москва, 114115 Россия

тел. 8(495)755-90-62

факс 8(495)755-90-63

e-mail: gennady.sychev@ru.spiraxsarco.com

ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МАЛЫХ ГОРОДОВ

Ю. Е. Николаев,
А. Б. Дубинин,
И. А. Вдовенко

Одной из важных задач, поставленных Правительством РФ, является разработка программ комплексного развития коммунальной инфраструктуры муниципальных образований (ПКРМО), включающие: перспективные схемы топливоснабжения, электроснабжения, водоснабжения и водоотведения, утилизации бытовых отходов и теплоснабжения. Остановимся более подробно на разработке перспективных схем теплоснабжения.

Как показал анализ ряда малых городов европейской части РФ, обеспечение теплотой жилых и общественных зданий осуществляется, в основном, от котельных, сжигающих природный газ. До 70% котельной мощности имеют возраст более 20 лет. Наряду с водогрейными котлами используются паровые. КПД котлов находится в пределах 75–92%, наиболее низкие значения имеют котельные со старым оборудованием. Часть котельных не имеют водоподготовительных установок. В системах транспорта теплоты относительная величина потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками достигает 10–15%. Наблюдаются частые порывы теплопроводов, износ тепловых сетей составляет около 70%. Из-за дефицита финансовых ресурсов на предприятиях, эксплуатирующих коммунальные системы теплоснабжения, себестоимость тепловой энергии, отпускаемой потребителям, на 20–25% превышала установленный тариф. Разницу между себестоимостью и тарифом компенсировали администрации муниципальных образований.

Для повышения энергетической и экономической эффективности систем теплоснабжения, снижения тарифов необходимо внедрение передовых технологий во всех звеньях теплового хозяйства. В качестве источников целесообразно использовать установки с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – ТЭЦ, обеспечивающих не только системную экономию топлива, но снижение себестоимости энергоносителей. Строительство парогазовых ТЭЦ средней мощности проблематично по причине небольших тепловых нагрузок, поэтому наиболее приемлемыми

являются установки с газопоршневыми (ГПД) и газотурбинными (ГТУ) двигателями. Отношение электрической мощности к тепловой у ГПД составляет 0,9–1,1, у ГТУ – 0,6–0,8, поэтому для полезного использования отводимой теплоты эти установки целесообразно использовать для покрытия нагрузки горячего водоснабжения. Остальная часть теплового графика Россандера будет покрываться котлами. Годовая доля тепловой энергии, выработанная комбинированным способом, составит 0,4–0,45. Увеличение выработки теплоты комбинированным способом до 0,8–0,85 потребует установки дополнительных двигателей, которые будут последовательно отключаться по мере снижения тепловой нагрузки в отопительный период и сохранения в работе одного-двух агрегатов летом период, что приведет к недоиспользованию установленной мощности ТЭЦ.

Применение ГТУ с внутрицикловой регенерацией на ТЭЦ позволяет плавно регулировать тепловую нагрузку, а избытки теплоты продуктов сгорания использовать на подогрев воздуха в регенераторе, обеспечивая повышение электрического КПД станции до 35–38%. При этом важным является вопрос о выборе оптимального расчетного коэффициента теплофикации на ТЭЦ с регенеративными ГТУ. Увеличение отпуска теплоты от ГТУ приводит к росту комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и экономии топлива от теплофикации, с другой – снижается экономичность производства электроэнергии на ТЭЦ. Определим оптимальное значение коэффициента теплофикации на примере серийно выпускаемой регенеративной ГТУ марки ГТ-009м. В качестве критерия эффективности примем относительную экономию топлива от теплофикации по сравнению с раздельной схемой производства электрической и тепловой энергии. Принятие указанного критерия может быть оправдано в условиях эксплуатации ТЭЦ с такими типами турбин, поскольку капиталовложения в пиковые котлы и котельные раздельной схемы примерно одинаковы. В раздельной схеме выработка электрической энергии осуществляется на ТЭС с такими же как и на ТЭЦ регенеративными ГТУ, но без отпуска теплоты, а тепловой энергии – в котельных. Для обеспечения сопоставимости вариантов отпуск электрической и тепловой энергии сохранялся одинаковым. Тогда выражение критерия эффективности примет вид

$$\Delta \bar{B}_{ЭК} = \frac{\Delta B_{ЭК}}{B_{РАЗД}}, \quad (1)$$

где $\Delta B_{ЭК}$, $B_{РАЗД}$ – экономия топлива от теплофикации и расход в раздельной схеме, кг у. т./год.

Представим $\Delta B_{ЭК}$ представляет разность расходов топлива в раздельной схеме и на ТЭЦ, кг у. т./год

$$\Delta B_{ЭК} = Q_{TФ}^Г \left[\frac{1}{\eta_{КОТ}} - y \left(\frac{1}{\eta_{ГТ}^{TФ}} - \frac{1}{\eta_{ГТ}^P} \right) \right], \quad (2)$$

где $Q_{TФ}^Г$ – годовой отпуск теплоты от ТЭЦ комбинированным способом, кВт·ч/год; $\eta_{КОТ}$ – КПД котельной; y – удельная выработка энергии на тепловом потреблении на ТЭЦ; $\eta_{ГТ}^{TФ}$, $\eta_{ГТ}^P$ – электрические КПД ГТУ при отпуске теплоты от котла-утилизатора и в раздельной схеме; $\psi_{КУ}$ – доля теплоты, использованной в котле-утилизаторе.

Расход топлива в раздельной схеме, кг у. т./год:

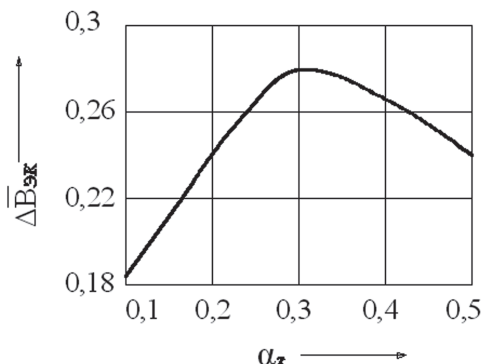
$$B_{РАЗД} = Q_{TФ}^Г \left(\frac{1}{\alpha_T^Г \eta_{КОТ}} + \frac{y}{\eta_{ГТ}^P} \right), \quad (3)$$

где $\alpha_T^Г$ – годовой коэффициент теплофикации.

Подставляя (2) и (3) в (1) получим

$$\Delta \bar{B}_{ЭК} = \frac{\frac{1}{\eta_{КОТ}} - y \left(\frac{1}{\eta_{ГТ}^{TФ}} - \frac{1}{\eta_{ГТ}^P} \right)}{\frac{1}{\eta_{КОТ} \alpha_T^Г} + \frac{y}{\eta_{ГТ}^P}}. \quad (4)$$

Для проведения исследований выполнены тепловые расчеты ГТ-009м в зависимости от степени регенерации (ϕ) и температуры наружного воздуха. Значение $\eta_{ГТ}^{TФ}$ изменялось в пределах 0,22–0,36, а $Q_{TФ}$ – 9–23 Мвт. Используя эти расчетные характеристики, годовой график коммунально-бытовой тепловой нагрузки и принимая расчетный коэффициент теплофикации (α_T) в пределах 0,1–0,5 по (4) вычислялись значения относительной экономии топлива. При этом величины y , $\eta_{ГТ}^{TФ}$, $\eta_{ГТ}^P$ принимались средневзвешенными за годовой период эксплуатации станции. В расчетах принято $\eta_{КОТ} = 0,92$. Результаты вычислений приведены на рисунке. Как видно из рисунка, оптимальное значение коэффициента тепло-фикации находится в пределах 0,3–0,35,



Изменение относительной экономии топлива
от расчетного коэффициента теплофикации

что на 30–40% ниже принятого ($\alpha_t = 0,5$) при создании энергетических модулей на базе ГТ-009м. Это приводит к уменьшению достигаемой экономии топлива на 3,9–4%. Степень регенерации ГТУ при оптимальном коэффициенте теплофикации составляет 0,47–0,49 и увеличивается с понижением тепловой нагрузки до 0,8 в летний период.

Николаев Юрий Евгеньевич, профессор кафедры “Теплоэнергетика”, д. т. н. Саратовского государственного технического университета (СГТУ) имени Гагарина Ю.А.

Служебный адрес: 410054, г.Саратов, ул.Политехническая, 77 каф. “Теплоэнергетика” тел. (8452) 99-47-87.

Домашний адрес: 410054, г.Саратов, ул. Беговая 13, кв. 2, тел.56-70-34 E-mail: niko00949@mail.ru

Дубинин Александр Борисович, доцент кафедры “Теплоэнергетика”, к.т.н. СГТУ имени Гагарина Ю.А.

Служебный адрес: 410054, г.Саратов, ул.Политехническая, 77 каф. “Теплоэнергетика” тел. (8452) 99-47-87.

Домашний адрес: 410056, г.Саратов, ул. Вольская 20/2, кв. 6, тел. (8452) 27-27-37. E-mail: dubininsar@mail.ru

Вдовенко Иван Анатольевич, ассистент кафедры “Теплоэнергетика”, к.т.н. СГТУ имени Гагарина Ю.А.

Служебный адрес: 410054, г.Саратов, ул.Политехническая, 77 каф. “Теплоэнергетика” тел. (8452) 99-47-87.

Домашний адрес: 410051, ул. Мостовая 29, кв. 1, тел. 43-37-77 E-mail: mazddaf@mail.ru

ОБЩИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГО-,
РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ
ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗОВОГО ТОПЛИВА В ЖКХ

О. Н. Медведева

Важным направлением развития жилищно-коммунального хозяйства страны является создание высоких социально-бытовых условий для жизни населения, оснащение квартир и населенных пунктов современными системами инженерного обеспечения. Среди них к числу наиболее важных относятся системы топливоснабжения, на долю которых приходятся наибольшие капиталовложения и расходы энергоресурсов.

За последние годы в этой важной отрасли экономики произошли значительные изменения. Разработаны и внедряются в практику новые прогрессивные системы и оборудование. Налажен массовый выпуск малолитражных котлов для квартирных систем отопления, водонагревателей для горячего водоснабжения, комбинированных аппаратов для отопления и горячего водоснабжения. Широкому внедрению прогрессивных методов энергообеспечения квартир (коттеджных поселков) способствуют также такие благоприятные изменения топливного баланса страны – увеличение поставок населению современных экологически чистых, высокосервисных энергоресурсов, таких как электроэнергия, природный и сжиженный газы.

Как показывают результаты исследований [1], применение одноступенчатых систем газоснабжения является важным резервом ресурсо- и энергосбережения при распределении и использовании газового топлива. Наряду с этим, значительную экономию газа и снижение материалоемкости газораспределительных сетей обеспечивает оптимизация потребления газового топлива в системах инженерного оборудования зданий.

Современный уровень инженерного сервиса квартир на базе сетевого природного газа подразумевает его использование на следующие нужды: пищеприготовление, нагрев воды на бытовые и хозяйственные нужды, отопление и вентиляцию зданий.

В результате изучения передового отечественного и зарубежного опыта по экономии топлива в жилищно-коммунальном хозяйстве к практической реализации предлагается следующий перечень

энергосберегающих мероприятий и технологических решений (табл. 1). При отборе предлагаемых решений в качестве критериев экономической целесообразности приняты следующие факторы: высокий энергосберегающий эффект; малый объем (отсутствие) инвестиций в реализацию энергосберегающего мероприятия или технического решения; быстрая окупаемость дополнительных капитальных вложений в сберегающую технику.

Установка бытовых газовых счетчиков. В настоящее время большие объемы потребляемого населением газа учитываются с использованием нормативных показателей (из-за отсутствия счетчиков газа у потребителей), что приводит к существенным экономическим потерям, поскольку расчетные лимиты значительно превышают реальное газопотребление. Учет топлива и энергии в комплексе с воспитанием сознания людей по экономии топлива, создают у потребителей четкое психологическое соответствие между расходом энергоресурсов и их оплатой. По данным газовых хозяйств установка газовых счетчиков снижает газопотребление на 15÷20%. Однако, следует отметить, что высокая стоимость установки счетчиков (включая проектные, монтажные и пусконаладочные работы) в сочетании с низкой ценой на газ, поставляемый на нужды населения, экономически не оправдывает установку счетчиков в квартирах, оборудованных только газовыми плитами (плитами и водонагревателями). Срок окупаемости капитальных вложений составляет свыше 10 лет. В то же время, установка счетчиков в квартирах с газовым отоплением экономически выгодна, так как окупает капитальные вложения за 2,3 года (табл. 1), а с учетом перспективы удорожания газового топлива срок окупаемости уменьшается до 1÷1,5 лет.

Оптимизация коэффициента избытка воздуха в газовых отопительных печах, газовых котлах и водонагревателях. Газовые приборы, эксплуатируемые населением, как правило, работают в неоптимальном режиме с пониженным или повышенным коэффициентом избытка воздуха в газовых горелках. Работа газовых аппаратов с большим расходом воздуха не только приводит к перерасходу топлива, но и ухудшает работу агрегата. Как следствие, снижается КПД аппаратов за счет химической неполноты сгорания топлива (2÷4%) или повышается содержание избыточного воздуха в продуктах сгорания (4÷6%), что также приводит к значительным потерям тепла. Чтобы уменьшить данные виды потерь необходимо внимательно следить за процессом горения топлива,

Таблица 1
Удельные энергоэкономические показатели газосберегающих мероприятий

Перечень газосберегающих мероприятий	Удельные энергоэкономические показатели							источник финансирования	срок окупаемости, лет
	потребитель газа	годовой расход газа, м³/год	годовая экономия газа		годовая стоимость сэкономленного газа, руб/год	капложения в газосберегающие мероприятия, руб.			
			м³/год	%					
Установка бытовых газовых счетчиков	Квартира с местным газовым отоплением	3286	492	15	1962	4000	Собственные средства населения	2,0	
Оптимизация коэффициента избытка воздуха приборов	Отопительная печь	1643	66	4	264	Не требуется	–	–	
	Отопительный котел	3286	132	4	528		–	–	
Снижение избыточного воздухообмена в квартирах	Квартира в зданиях с центральным отоплением	666	308	46	1232	500	Собственные средства населения	0,41	
Перевод газовых печей на режим непрерывного горения	Отопительная печь	1643	379	31	1516	5100	–	3,4	
Оптимизация графика работы котельных	Отопительная котельная	437428	32857	7	131 428	Не требуется	–	–	
Реконструкция отопительных печей	Газовая отопительная печь	1643	246,5	15	986	2600	Собственные средства населения	2,7	

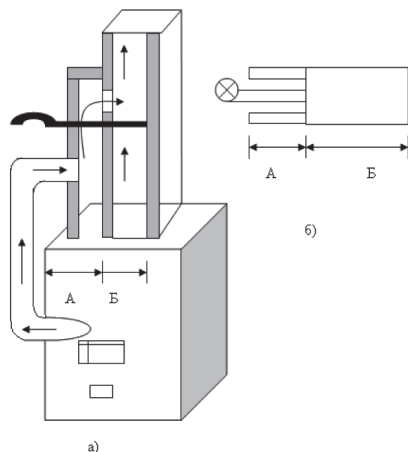
добиваясь его полного сгорания. Из изложенного следует, что от правильного обслуживания газогорелочных устройств в большей степени зависит величина тепловых потерь и КПД установки. Регулирование горелок газовых отопительных печей и аппаратов газовыми службами (один раз в год перед отопительным сезоном в ходе профилактического обслуживания) обеспечивает экономию топлива в размере 4% от годового газопотребления и не требует дополнительных материальных и денежных затрат.

Реконструкция отопительных печей с целью снижения потерь теплоты с вентиляционным воздухом. При газификации жилищного фонда городов и сельских поселков с печным отоплением отопительные печи, как правило, переводят с твердого топлива (уголь, дрова) на газообразное (природный газ). Перевод печей на газообразное топливо обычно проводится с сохранением периодической топки (непродолжительное сжигание топлива с аккумуляцией теплоты кладкой печи и длительный перерыв, в течение которого печь отдает теплоту воздуху помещения).

В соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве и противопожарными нормативами печи периодического действия требуют вентиляции топочного объема и дымовых каналов во избежание образования взрывоопасной смеси газа с воздухом. Для этой цели в шибере дымовой трубы предусматриваются вентиляционные отверстия. Вынужденная продувка дымовых каналов в период между топками приводит к потере не менее 15% теплоты, аккумулированной кладкой печи за время натопа. В целях уменьшения потерь теплоты с вентиляционным воздухом предлагается следующая реконструкция отопительной печи (рис. 1) [2].

Для вентиляции топочного объема печи предусматривается специальный воздушный канал, соединяющий топливник печи и приемную камеру дымовой трубы. В приемной камере имеются два отверстия: для входа продуктов сгорания и для входа вентиляционного воздуха. Приемная камера снабжена шибером, пластина которого сочетает в себе сплошную и полую части. Перед топкой печи шибер выдвигается из приемной камеры, освобождая отверстие для выхода продуктов сгорания из дымовых каналов в дымовую трубу. В то же время, сплошная часть шибера закрывает отверстие для байпасного воздуховода. Тем самым, исключается движение продуктов сгорания из топки в дымовую трубу по байпасному воздуховоду, минуя дымовые каналы. В конце топки шибер выдвигается в приемную камеру. При этом сплошная часть

Рис. 1. Способ вентилирования топки газовой отопительной печи: *а* – общий вид печи; *б* – шибер



шибера перекрывает отверстие для выхода продуктов сгорания из дымовых каналов, в то время как полая часть шибера открывает отверстие для вентиляционного воздуха. Таким образом, при закрытом шибере дымовые каналы печи не сообщаются с наружным воздухом, что способствует сохранению теплоты, аккумулированной кладкой печи за время натопа. Вместе с тем, открытый воздушный тракт обеспечивает вентиляцию только топочного объема печи, предупреждая тем самым, образование взрывоопасной смеси газа с воздухом. Указанная схема реконструкции отопительной печи сберегает до 17% газового топлива. При этом дополнительные капитальные вложения в реконструкцию окупаются за 2,7 года (табл. 1).

Перевод отопительных печей на режим непрерывного горения. На режим непрерывного горения могут быть переведены любые конструкции теплоаккумулирующих печей, использующих газовое топливо. При эксплуатации печи в режиме непрерывного натопа кладка печи не испытывает резких изменений температуры, поэтому срок службы ее возрастает. При периодической же топке наблюдается неравномерность нагрева поверхностей печи, что негативно сказывается на сохранности фактурного слоя. При работе печи в режиме непрерывного горения вследствие уменьшения часового расхода газа уменьшается часовое количество продуктов сгорания. В то же время протяженность и поверхность каналов печи периодического действия развита из расчета поглощения суточного запаса тепла за 1–3 часа топки (одноразовый натоп) или полусуточного запаса тепла (двухразовый натоп). Как следствие, при непрерывной

топке температура уходящих газов имеет более низкое значение, чем при периодическом натопе, что обуславливает повышение КПД в период натопы в среднем на 10 %. Переоборудованные на непрерывную топку печи создают в помещениях тепловой режим, аналогичный режиму при центральном отоплении. Конкретные расчеты показывают, что перевод отопительных печей на режим непрерывного горения снижает металлоемкость газовых распределительных сетей на 30% и более и вскрывает большие резервы по пропускной способности существующих газовых сетей.

Оптимизация графика работы отопительных котельных. В настоящее время, централизованное теплоснабжение некоторых жилых массивов городов с малоэтажной застройкой, а также сельских населенных пунктов осуществляется от групповых котельных с чугунными водогрейными котлами. Обычно число котлов, работающих при фиксированной температуре наружного воздуха, работники котельной принимают произвольно – заставляя работать меньшее количество котлов, но с предельно возможной теплопроизводительностью. Однако при этом КПД котлов снижается, так как при такой теплопроизводительности значительно увеличиваются потери тепла за счет химической и механической неполноты сгорания топлива. Для оптимального регулирования работы котлов необходимо использовать оптимальный график включения котлов в эксплуатацию, чтобы обеспечить их суммарную работу в режиме минимального потребления топлива при одновременном обеспечении заданного теплоснабжения, в результате экономия топлива достигает в размере 8–10% расчетного годового расхода газа. При этом указанная экономия достигается без каких-либо дополнительных денежных или материальных затрат.

Снижение избыточного воздухообмена в квартирах многоэтажных зданий. Обычно систему вентиляции рассчитывают по верхнему этажу, где естественное циркуляционное давление (тяга), обусловленное высотой вытяжного канала минимально. Сечение канала выбирается таким образом, чтобы обеспечить пропуск нормируемого количества воздуха V_0 при расчетной температуре наружного воздуха $t_n = +5^\circ\text{C}$. Однако при том же сечении, каналы нижних этажей, имеющие большую высоту, извлекают из помещений повышенный (сверх нормативного) объем воздуха. Повышенный воздухообмен в помещениях нижних этажей приводит к понижению температуры внутреннего воздуха. Чаще всего недостаток теплоты компенсируется жильцами за счет работы

бытовых газовых приборов. Радикальным решением вопроса снижения избыточного воздухообмена в жилых зданиях является применение вытяжных решеток, автоматически поддерживающих постоянный расход удаляемого воздуха, независимо от величины располагаемого циркуляционного давления. Отсутствие решеток указанной конструкции побуждает изыскивать другие, хотя и менее эффективные способы снижения избыточного воздухообмена. Наиболее простым и общедоступным способом является установка за решеткой диафрагмы из оцинкованной стали [3]. Такая диафрагма создает дополнительное аэродинамическое сопротивление проходу воздуха в канал и, тем самым, уменьшает располагаемое циркуляционное давление. Следует отметить, однако, что разработанный автором [3] алгоритм обоснования степени диафрагмирования вытяжных решеток в зависимости от этажности расположения помещения не учитывает потери давления на трение в вытяжных каналах, доля которых в общем объеме потерь давления, как показывают конкретные расчеты, достигает 30 и более процентов. Проведенные расчеты с учетом потерь давления на трение показывают, что, например, для помещения второго этажа 3-этажного здания снижение воздухообмена составляет $29 \text{ м}^3/\text{ч}$ (46,4%). При этом годовая экономия теплоты, затрачиваемой на подогрев приточного воздуха составляет 1,22 МВт·ч/год, что эквивалентно экономии газового топлива в размере $154 \text{ м}^3/\text{год}$ при общем снижении затрат на газовое топливо в объеме 616 руб/год. При наличии в квартире двух вытяжных каналов (из кухни и санузла) общая экономия газа составляет $308 \text{ м}^3/\text{год}$, а экономия затрат на газовое топливо составляет 1232 руб/год.

Таким образом, внедрение предложенных технических решений, а также рекомендаций по оптимальному функционированию инженерных систем зданий обеспечивает экономию газового топлива в размере 10–15% при сроке окупаемости дополнительных капитальных вложений не более 2-х лет.

Список использованных источников

1. Медведева, О. Н. Повышение эффективности функционирования распределительных систем газоснабжения [Текст]/ О.Н. Медведева// Научно-технический вестник Поволжья. – Казань: Научно-технический вестник Поволжья. – №2, 2011. – С. 135–138.

2. Заявка 2012108236 Российская Федерация. Газовая отопительная печь/Медведева О.Н., Курицын Б.Н.; заявл. 05.03.2012.

3. Энергосбережение в системах теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха [Текст]: Справочное пособие/Под ред. Л. Д. Богуславского и В. И. Ливчака. М.: Стройиздат, 1990. – 621с.

Сведения об авторе:

ФИО: Медведева Оксана Николаевна,

уч. степень, уч. звание: кандидат технических наук, доцент

наименование организации: ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.» НО «Строительно-архитектурно-дорожный институт» (САДИ СГТУ имени Гагарина Ю.А.),

должность: заместитель директора САДИ СГТУ имени Гагарина Ю.А. по научно-инновационной деятельности, доцент кафедры «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика»

почтовые реквизиты: 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77

контактные телефоны: +79271265465, 8-8452-99-88-93

e-mail: medvedeva-on@mail.ru

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ

Н. Н. Осипова

В соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» необходимо эффективно и рационально использовать энергетические ресурсы, а также разрабатывать и проводить мероприятия по энергосбережению и повышению эффективности энергоснабжаемых зданий и сооружений.

В настоящее время активно проводятся энергетические обследования (энергоаудит) многоквартирных жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений, с целью разработки методических рекомендаций по эффективному использованию энергетических ресурсов. Однако для зданий индивидуального жилищного строительства (индивидуальные жилые дома и коттеджи) согласно статье 11, п.5 настоящего закона требования энергетической эффективности не распространяются. Данное обстоятельство позволяет производить обследования таких объектов только по желанию собственников жилья. Так как большинство зданий индивидуального строительства в качестве основного энергоресурса используют газовое топливо (природный или сжиженный углеводородный газ), то повышение энергетической эффективности объекта определит экономию данного вида энергетического ресурса

Сложившаяся практика газопотребления показывает, что газовое топливо может использоваться на все коммунально-бытовые нужды (пищеприготовление, включая приготовление кормов для домашних животных, горячее водоснабжение и отопление). Вид газоиспользующего оборудования у потребителя и режимы его эксплуатации определяют годовое энергопотребление здания, при этом большая доля газа используется для покрытия отопительной нагрузки. В свою очередь, отопительную нагрузку определяют габариты зданий, технические характеристики ограждающих конструкций и уровень их теплозащиты, а также климатические условия эксплуатации [1].

Уменьшение последней составляющей энергозатрат для жилых зданий возможно за счет внедрения ряда энергосберегающих

мероприятий, главным из которых является повышение сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций до уровня, определяемого на основании технико-экономических расчетов. В качестве целевой функции задачи примем удельные приведенные затраты в систему обеспечения теплового режима помещения (СОТРП) в расчете на 1 м^2 ограждающей конструкции здания Z , руб./((год $\cdot \text{м}^2$)) [4]:

$$Z = EK + И = \min, \quad (1)$$

где K – капитальные вложения в СОТРП, руб./((год $\cdot \text{м}^2$)); E – коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год [4]; $И$ – расходы по эксплуатации СОТРП, руб./((год $\cdot \text{м}^2$)).

Преобразование выражения (1) в зависимости от управляющих параметров, определяет исходную целевую функцию задачи, имеющей вид функционала:

$$Z = f(\delta_{\text{ут}}). \quad (2)$$

Минимальной величине затрат $Z_{\min}$ в систему обеспечения теплового режима помещения соответствует оптимальная толщина утеплителя $\delta_{\text{ут}}^{\text{opt}}$ при оптимальном сопротивлении теплопередаче ограждающей конструкции R_0^{opt} .

Разработанная экономико-математическая модель (2) определяет оптимальное значение сопротивления теплопередаче ограждающей конструкции в детерминированной постановке задачи и не учитывает стоимостную динамику энергоресурсов. В качестве предельной стоимости энергоресурсов на перспективу следует использовать отечественные цены, сориентированные на мировой уровень, путем введения к действующим тарифам соответствующего индекса удорожания μ .

Для выбора оптимального сопротивления теплопередаче в условиях динамики удорожания топливно-энергетических ресурсов воспользуемся методом двух границ затрат:

- нижняя граница затрат, когда затраты исчисляются в современных ценах и не индексируются, т. е. $\mu = \mu_{\min} = 1$;
- верхняя граница, когда неэнергетическая составляющая затрат (капиталовложения, амортизация, стоимость обслуживания и т.д.), исчисляется в современных ценах $\mu^{\text{нэ}} = \mu_{\min} = 1$, в то же время энергетическая составляющая затрат (стоимость топлива, тепловой, электрической энергии и т.д.) исчисляется в современ-

ных ценах, и затем индексируется пропорционально удорожанию энергоресурсов, с коэффициентом $\mu^{\text{ЭН}} = \mu_{\text{max}}$.

Следует отметить, что удорожание топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) вызывает увеличение не только энергетической составляющей затрат, но также и ее неэнергетической составляющей.

Оценить степень влияния удорожания ТЭР на удорожание неэнергетической составляющей затрат весьма затруднительно. В этой связи ограничимся следующими соображениями.

Поскольку индекс удорожания неэнергетической составляющей находится в пределах:

$$\mu_{\text{min}} \leq \mu^{\text{НЭ}} \leq \mu_{\text{max}} \quad (3)$$

Очевидно, что условие $\mu^{\text{НЭ}} = 1$; $\mu^{\text{ЭН}} = \mu_{\text{max}}$ реализует максимальный размер зоны экономической неопределенности управляющего параметра.

Отметим так же, что при одинаковой индексации неэнергетической и энергетической составляющих затрат, т.е. $\mu^{\text{НЭ}} = \mu^{\text{ЭН}} = \mu$. Оптимальные значения управляющего параметра остаются неизменными, а зона экономической неопределенности сокращаются до нуля.

Численные значения индекса удорожания для различных видов энергоресурсов, полученные по данным института энергетических исследований РАН и Международной топливно-энергетической ассоциации на перспективу до 2034 года приводятся в табл. 1.

Таблица 1
Индексы удорожания ТЭР при переводе на мировые цены

Вид энергоносителя	Индекс удорожания μ
Каменный уголь	1,87
Жидкое топливо	1,64
Природный газ	5,28
Электроэнергия	1,97

В соответствии с методическими положениями, изложенными выше, были проведены расчеты по определению оптимальных сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций здания в условиях перспективного удорожания стоимости энергоресурсов.

В целях практической реализации экономико-математической модели (1–2), были проведены соответствующие расчеты.

1. В качестве объектов разработки приняты индивидуальные жилые здания компактной планировки с жилой площадью $F = 81 \text{ м}^2$.

2. Влияние климатических условий учитывалось варьированием расчетов по климатическим зонам эксплуатации зданий: умеренно-теплая зона (представительный пункт – г. Краснодар) и холодная зона (представительный пункт – г. Екатеринбург).

3. Конструкции наружной стены, перекрытия с холодным подвалом и перекрытия с чердаком приняты с утеплителем – минераловатные плиты.

Результаты проведенных расчетов приводятся в табл. 2.

Таблица 2

Значения сопротивлений теплопередаче ограждающих конструкций

Сопротивление теплопередаче ограждений, $\text{м}^2\text{К/Вт}$	Климатическая зона эксплуатации ограждающих конструкций	
	умеренно- теплая	холодная
наружная стена		
по условиям энергосбережения, согласно [5]	2,23	3,4
оптимальное $R_{0,\text{opt}}^{\text{ст}}$	3,53	5,32
перекрытие над холодным подвалом		
по условиям энергосбережения, согласно [5]	2,97	4,47
оптимальное $R_{0,\text{opt}}^{\text{пхп}}$	4,25	6,72
перекрытие с чердаком		
по условиям энергосбережения, согласно [5]	2,97	4,47
оптимальное $R_{0,\text{opt}}^{\text{пч}}$	5,13	7,03
оконное заполнение		
по условиям энергосбережения, согласно [5]	0,33	0,58
оптимальное $R_{0,\text{opt}}^{\text{ок}}$	0,65	0,8

Анализ табл. 2 показывает, что предлагаемое авторами оптимальные сопротивления теплопередаче во всех климатических

зонах эксплуатации индивидуальных жилых зданий существенно (в 1,4–1,9 раз) превышают нормативные значения, рекомендованные СНиП 23–02. Данное обстоятельство вполне закономерно ввиду высокой стоимости используемого энергоресурса, и позволяет использовать дополнительные резервы энергосбережения в части энергопотребления жилыми зданиями.

Для определения величины энергопотребления индивидуальных жилых зданий с учетом результатов экономико-математических исследований (табл. 2) были проведены соответствующие расчеты. В качестве исходных предпосылок для расчета использовались данные по уровню тепловой защиты зданий в соответствии с рекомендациями [5] и в соответствии с рекомендациями авторов, представленных в табл. 2. В качестве газоиспользующих установок приняты: газовые плиты, газовые проточные водонагреватели, газовые отопительные котлы и газовые отопительные печи. Эксплуатация газовых отопительных печей предусмотрена в двух вариантах: в условиях периодического натопа в условиях непрерывного горения.

Результаты расчетов приводятся в табл.3.

Таблица 3
Расчет энергопотребления индивидуальными жилыми зданиями

Характеристика объекта газоснабжения	Годовой расход газа, $g_{\text{год}}$, кг/год		Годовое энергопотребление, $Q_{\text{год}}$, МВт · ч/год	
	по рекомендациям [5]	по рекомендациям табл.2	по рекомендациям [5]	по рекомендациям табл.2
Усадебные здания; газовые плиты и печи (котлы) непрерывного действия	$\frac{2349,6}{1237,1}$	$\frac{1525}{726}$	$\frac{31,42}{16,54}$	$\frac{20,39}{9,71}$
Усадебные здания; газовые плиты, газовые печи периодического действия	$\frac{3133}{1644,3}$	$\frac{2013}{974}$	$\frac{41,90}{21,99}$	$\frac{26,92}{13,03}$
Коттеджные здания, газовые плиты, водонагреватели и газовые отопительные котлы	$\frac{4050}{2102,5}$	$\frac{2625}{1237}$	$\frac{54,17}{28,12}$	$\frac{35,11}{16,54}$

Примечание к табл. 3: в числителе холодная климатическая зона; в знаменателе – умеренно-теплая климатическая зона.

Вывод. На основе разработанной экономико-математической модели доказано, что адекватное повышение тепловой защиты индивидуальных жилых зданий приводит к значительной экономии газового топлива. Годовое энергопотребление зданий снижается при любом виде газового оборудования и режимах его использования, при этом экономия газа составляет до 70%. Реализация мер по увеличению значений сопротивлений теплопередаче позволит значительно повысить энергоэффективность индивидуальных жилых зданий, экономичность систем газоснабжения, обеспечить эффективное и рациональное использование газового топлива.

Литература

1. Курицын Б. Н., Технико-экономическое обоснование систем газоснабжения на базе резервуарных установок сжиженного газа / Б. Н. Курицын, Н. Н.Осипова // Вестник гражданских инженеров. С-Пб: СПбГАСУ, 2010. №1(22). С. 134–141.

2. Курицын, Б. Н. Системы снабжения сжиженным газом: учеб. пособие / Б. Н. Курицын. Саратов: СПИ, 1992. 196 с.

3. Осипова, Н.Н. Оптимизация тепловой защиты зданий в условиях динамики стоимости энергоресурсов / Н.Н. Осипова // Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура. Волгоград: ВГАСУ, 2010. №18(37). С. 98–104.

4. Курицын, Б. Н. Технико-экономическая оптимизация систем отопления, вентиляция и кондиционирования воздуха: учеб. пособ. / Б. Н. Курицын, Н. Н. Осипова. Саратов: СГТУ, 2009. 78 с.

5. СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий. Введ. 2003-10-01. М.: ФГУП ЦПП, 2003. 23 с.

Сведения об авторах

Осипова Наталия Николаевна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Теплогазоснабжение, вентиляция, водообеспечение и прикладная гидрогазодинамика» Саратовского государственного технического университета имени Гагарина Ю.А.

адрес организации: 410054, г. Саратов, ул. Политехническая, 77 каф. ТГВ САДИ СГТУ

тел. сот. 89172178751

e-mail: osnat75@mail.ru

адрес для переписки: 410052, г. Саратов, ул. Одесская д.3, кв 85.

Постоянный рост населения планеты ведет к интенсификации использования технических средств, что приводит к сокращению их сроков эксплуатации. Одной из причин сокращения сроков, является попадание большого количества примесей в технологические отсеки и помещения энергоемких объектов, таких как трансформаторные станции, серверные станции, аккумуляторные боксы пассажирских вагонов, электрические отсеки крупногабаритной горнодобывающей техники. Проблема очистки приточного воздуха от содержащихся в нем примесей (пыли, сажи, золы и т. д.) является актуальной в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В зависимости от необходимой чистоты и расхода воздуха, подаваемого к объектам, применяют различные способы фильтрации.

Для объектов с малыми расходами приточного воздуха и невысокой степенью очистки, чаще всего применяют комбинированный фильтр, состоящий из нескольких слоев различных фильтрующих материалов. Пример использования таких фильтров – это СКВ пассажирского вагона.

Для объектов, где требуется высокая степень очистки, применяют различные типы фильтрующих устройств, таких как электрофильтры, циклонные аппараты, скрубберы и т. п.

На карьерных экскаваторах установлено электрооборудование суммарной мощностью от 750 до 3000 кВт. Соответственно, для охлаждения необходимо подавать воздух в объеме до 65000 м³. В связи с большим расходом воздуха использование фильтров, имеющих большое аэродинамическое сопротивление, не представляется возможным. Автором была предложена система фильтрации, основанная на использовании прямооточного циклона. Преимущество данной системы в низком аэродинамическом сопротивлении, простоте конструкции и высокой эффективности пылеочистки.

Схема разработанного прямооточного циклона приведена на рис.1. Улавливание пыли в нем осуществляется следующим образом. Подлежащий очистке от механических примесей поток

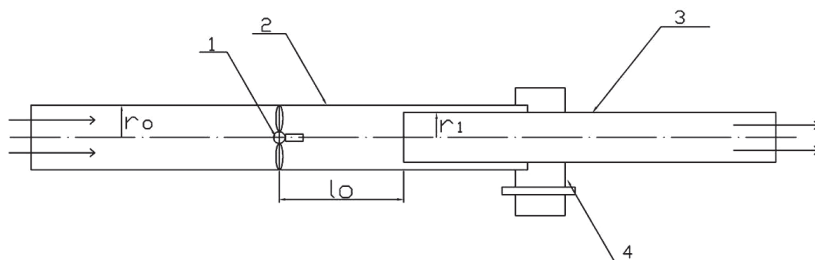


Рис. 1. Схема прямооточного циклона

воздуха поступает в циклон, закручивается лопастным аксиальным колесом 1 вместе с частицами, за счет чего создаются центробежные силы, действующие на частицы и придающие им радиальное движение по направлению от оси к стенке корпуса циклона 2, вблизи которой повышается их концентрация. Высококонцентрированный поток частиц, вращаясь, перемещается вдоль стенки и через зазоры между внутренней цилиндрической поверхностью корпуса 2 и внешней поверхностью канала 3 выводится в пылесборник 4. Очищенный воздух через канал 3 может подаваться в электроотсек экскаватора при соответствии концентрации пыли в нем предельно допустимым концентрациям (ПДК).

Использование такой схемы позволяет удалять частицы пыли размером до 20 мкм с эффективностью 96%. Это соответствует запыленности воздуха 10 мг/м³.

Таким образом, использование прямооточного циклона увеличивает эффективность работы электродвигателей экскаватора за счет охлаждения и удаления избыточных примесей из воздуха.

Подобные системы можно использовать в различных областях промышленности, транспорте и т.д.

Сведения об авторе:

Афанасьев Василий Петрович, аспирант Института холода и биотехнологии Национального исследовательского университета ИТМО (ИХиБТ НИУ ИТМО)

192177, ул. Караваяевская д. 37, кв. 11.

м.т. 8-921-320-34-73

e-mail: av348@ya.ru

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТНЫХ КОНДИЦИОНЕРОВ

А. Л. Емельянов, К. М. Горбатов, А. Михайлов, В. В. Царь

Проблема повышения эффективности использования энергии весьма актуальна для транспортных объектов, в частности для пассажирских вагонов в дальнем и региональном сообщениях. Рассмотрим эту проблему в двух аспектах.

1. Пассажирский вагон с питанием от подвагонного генератора мощностью 32 кВт с номинальным напряжением 110 В. В летний период основным потребителем является система кондиционирования воздуха с потреблением около 22 кВт (при температуре наружного воздуха $+35^{\circ}\text{C}$ в салоне должно быть $+26^{\circ}\text{C}$). Система питания при скорости движения более 35 км/час справляется с такой нагрузкой. В зимний период, при температуре наружного воздуха -40°C и требуемой температуре в салоне вагона $+22^{\circ}\text{C}$, необходимо около 40 кВт электроэнергии на каждый вагон. В этом случае дополнительно используется система водяного отопления от котла. Существенно снизить энергопотребление в обоих режимах позволяет уменьшение коэффициента теплопередачи наружного ограждения, повышение герметичности окон и дверей, уменьшение суммарной массы устанавливаемого на вагоне электрооборудования и использование энергосберегающих систем. В частности, за счет использования корпуса из алюминиевых сплавов, вентиляторов с вентиляльным приводом постоянного тока и размещения подвагонного преобразователя напряжения внутри кондиционера массу комплекта «кондиционер – преобразователь» для пассажирского вагона удалось уменьшить почти в 2 раза. В то же время представляется, что добиться значительного сокращения потребления энергии на пассажирских вагонах можно, используя в переходный и зимний периоды (при температуре наружного воздуха ниже $+16^{\circ}\text{C}$) реверсивный режим работы кондиционера, т.е. «тепловой насос» (ТН). Тепловые насосы, сочетающие функции охлаждения, обогрева, а также горячего водоснабжения в мире получили очень широкое распространение. По данным печати к концу 20-ого века в мире насчитывалось около 100 млн. штук ТН, 60% в Японии, около 14% в США, 10% – в Китае, только 4% – в Европе (около 4,3 млн штук). С 2005 года объемы продаж

тепловых насосов в Европе исчисляются сотнями тысяч ежегодно. Использование воздушных тепловых насосов более чем в три раза выгоднее энергетически, чем электрического котла.

Что на транспорте? По данным профессора ВНИИЖТ Бартоша Е. Т. «еще к апрелю 1982 года на железных дорогах Японии было оборудовано около 4200 пассажирских вагонов кондиционерами с теплонасосным режимом, а экономия электроэнергии сравнительно с прямым нагревом составила 40%».

В России, как ранее, так и теперь использование тепловых насосов не находит широкого применения. Количество их в системах отопления по всей стране насчитывает несколько сотен штук и в основном это насосы с грунтовыми или геотермальными источниками теплоты. На железнодорожном транспорте используются только кондиционеры, разработанные сотрудниками ЗАО «Петроклима». Однако их эффективность ограничивается температурой минус 5 °С.

В настоящее время на сети железных дорог России, Украины и Белоруссии эксплуатируется более 600 пассажирских вагонов и около 1500 локомотивов с кондиционерами, разработанными сотрудниками ЗАО «Петроклима» и имеющими теплонасосный режим отопления. Анализ результатов этой эксплуатации в течение 8 лет показал, что кондиционеры работают весьма устойчиво и при температуре наружного воздуха от -5 °С до +16 °С обеспечивают отопление вагона с эффективностью 1,5...2,5, т. е. на каждый потребляемый 1 кВт мощности в вагон подаётся около 1,5...2,5 кВт тепловой энергии. При понижении температуры окружающей среды до -10 °С эффективность режима снижается плавно до 1 и использование этого режима становится неоправданным. Это снижение связано с использованием в этих кондиционерах хладагентов, а также теплообменных аппаратов и компрессоров, ориентированных на работу кондиционера в основном в режиме охлаждения. Тем не менее расчёты показывают, что даже в этих условиях (при экономии 10 кВт на вагон) годовая экономия электроэнергии на 100 вагонов в переходный период весны и осени составляет около 2000000 кВт-час ($10\text{ кВт} \cdot 6\text{ мес} \cdot 30\text{ дн} \cdot 24\text{ час} \cdot 0,5$), что при существующих тарифах даёт около 6,0 млн. рублей экономии. Обеспечить ещё большую экономию электроэнергии позволило бы использование теплонасосного режима отопления при более низкой температуре наружного воздуха.

В последние годы в холодильной технике произошли существенные изменения: появились новые спиральные компрессора с паро-

жидкостной инъекцией хладагента, озонобезопасные холодильные агенты, а также системы управления, на основе которых могут быть созданы транспортные кондиционеры, способные работать в режиме «теплового насоса» до температуры на улице -25°C . Что особенно важно с коэффициентом преобразования в среднем 2 в области температур от -25°C до -20°C , 2,5 в области -20°C до 0°C , и почти 4 в области от 0°C до 15°C . Опыт создания железнодорожных кондиционеров показывает, что поверхность испарителя существенно меньше, чем у конденсаторов, что заметно усложняет вопрос прямого обращения холодильной машины в тепловой насос. Именно по этой причине эффективность теплового насоса иногда бывает недостаточно высокой. Поэтому крайне важно уже на этапе проектирования уделить особое внимание расчету и оптимальному подбору оборудования, в т.ч. подбору теплообменных аппаратов, которые позволили бы обеспечить максимальную эффективность как при работе установки в цикле холодильной машины, так и в цикле теплового насоса. На сегодняшний день самыми распространенными хладагентами в кондиционерах железнодорожного транспорта являются хладоны R22 и постепенно его заменяющий R134a. Использование хладагентов R410a, R404a, R407a и др., имеющих более широкий диапазон температур кипения при более высоких значениях рабочих давлений, позволяет обеспечить устойчивую и эффективную работу кондиционера в режиме теплового насоса до температур наружного воздуха -25°C и ниже. Данные хладагенты получили широкое распространение в холодильной технике и бытовых кондиционерах, и также могут быть с успехом использованы в установках транспортного исполнения.

В настоящее время использование тепловых насосов – принятый во всем мире основной способ экономии энергетических ресурсов.

2. Системы кондиционирования воздуха для вагонов в процессе капитально-восстановительного ремонта. В составе Российских железных дорог (РЖД) имеется значительный парк вагонов (более 12,5 тысяч), требующих капитально-восстановительного ремонта с продлением срока службы и обеспечением более комфортных условий для пассажиров. Эти вагоны имеют подвагонный генератор с номинальным выходным напряжением 50 В и мощностью 8.5 кВт. Полная замена электрооборудования на современное мощностью 32 кВт и напряжение 110 В, обеспечивающее потребности всех потребителей, для этих вагонов экономически не оправдана. В связи

с этим было необходимо разработать СКВ с малым потреблением энергии (не более 4 кВт) с холодопроизводительностью 12–14 кВт (при сохранении всего комплекса электрооборудования вагона). Такие СКВ могут быть созданы только с использованием охлаждения воздуха в процессе его увлажнения, который всегда сопровождается заметным снижением температуры: на испарение влаги частично или полностью расходуется внутренняя энергия воздуха. Очень важно, что этот способ не относится к категории энергозатратных. К сожалению, чрезмерное увлажнение воздуха нарушает его комфортность для человека, а использование чисто испарительных систем оказывается неэффективным в географических зонах с высокой влажностью (более 50%) и температурой 25–30 °С. В связи с этим были разработаны альтернативные испарительно-рекуперативные и испарительно-компрессионные системы кондиционирования для указанных выше вагонов, потребляющие не более 4 кВт электроэнергии и обеспечивающие холодопроизводительность на уровне 12–13 кВт. Наиболее универсальными оказываются комбинированные СКВ, содержащие в своем составе одновременно испарительный и компрессионный охлаждающие узлы. Именно они позволяют объединить положительные качества компрессионных и косвенных испарительных СКВ. Возможны разные варианты компоновки испарительного и компрессионного контуров охлаждения воздуха. В частности, воздух, прошедший узел испарения, может подаваться на испаритель или конденсатор компрессионной части установки, а также непосредственно в вагон. Выбор способа определяется конструкцией потолочного пространства вагона. Во всех случаях испарительно-компрессионная СКВ потребляет около 10 литров воды в час и в сочетании с другими мерами по снижению теплопритоков в вагон (хорошая теплоизоляция кузова и центрального воздуховода, защитная пленка на окнах, герметизация окон и дверей вагона) обеспечивает комфортные условия для проезда на уровне допустимых.

АВТОРЫ

Емельянов Анатолий Леонович – доцент кафедры кондиционирования воздуха Института холода и биотехнологии (ИХиБТ) НИУ ИТМО, 191002, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ул. Ломоносова дом 9, моб. тел. 8-921-992-27-39, e-mail: emtlianovt@mail.ru

Горбатов Кирилл Михайлович-аспирант ИХиБТ НИУ ИТМО, моб. тел. +7(904) 511-38-41

Михайлов Артем Вячеславович – аспирант ПУПС, моб. тел.
+7(911)141-72-39

Царь Виталий Владимирович – инженер, технический директор
ЗАО «Петроклима», моб. тел. +7(911)915-27-78

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПЕРВИЧНЫЙ ЭТАЛОН УКРАИНЫ ЕДИНИЦ ОБЪЁМА, МАССЫ, ОБЪЁМНОГО И МАССОВОГО РАСХОДА ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ

Ю. В. Кузьменко

В условиях роста цен энергоносителей проблема объективного учёта ресурсов, в том числе горячей воды, приобретает актуальность.

Эффективный учёт и регулирование возможны лишь при обеспечении достоверных измерений. Достоверные измерения в свою очередь возможны только при условии создания мощной, современной эталонной базы, охватывающей все сферы деятельности, и особенно энергопотребление.

В соответствии с государственной программой развития эталонной базы на 2006–2010 годы в ГП «Укрметртестстандарт» в 2007–2010 годах был создан Государственный первичный эталон объёма, массы, объёмного и массового расхода горячей воды (далее эталон).

Внедрение эталона создаёт условия для усовершенствования учёта потребления воды в промышленности и коммунальном хозяйстве, контроля параметров технологических процессов в различных отраслях промышленности, обеспечения развития энергосберегающих технологий и рационального использования водных ресурсов.

Введение эталона в действие даёт возможность охватить надлежащим метрологическим обеспечением весь парк средств измерений объёма, массы, объёмного и массового расхода горячей воды, эксплуатирующихся в стране.

Эталон предназначен для воспроизведения и хранения единиц объёма, массы, объёмного и массового расхода горячей воды и передачи этих единиц с помощью рабочих эталонов средствам измерительной техники, применяющихся в экономике, с целью обеспечения единства измерений в стране.

Эталон состоит из таких комплексов средств измерительной техники и вспомогательного оборудования:

- гравиметрический комплекс для воспроизведения единиц объёма, массы, объёмного расхода и массового расхода горячей воды, протекающей по трубопроводу;

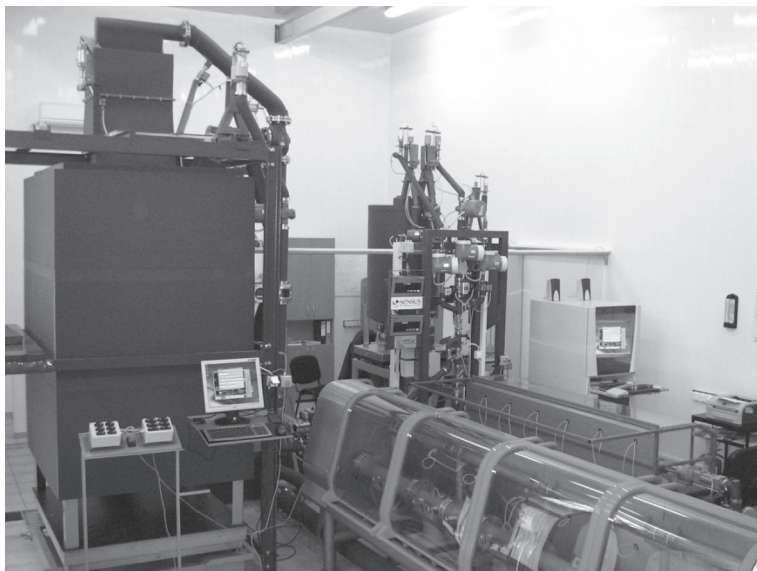


Рис. 1. Общий вид Государственного первичного эталона.

- комплекс для передачи размера единиц объема, массы, объемного расхода и массового расхода горячей воды, протекающей по трубопроводу, методом сличения при помощи компаратора.

Общий вид эталона представлен на рис. 1.

При оценке погрешности эталона учтены следующие источники:

- неточность определения массы незаполненного бака для взвешивания;
- неточность определения массы заполненного бака для взвешивания;
- дискретность показаний весов в начале измерений;
- дискретность показаний весов в конце измерений;
- неточность измерений температуры;
- неточность определения плотности воды;
- неточность измерений времени заполнения бака для взвешивания водой;
- разность времени перебрасывания потока воды при помощи дивертера;
- разное расширение воды и трубопровода при разности температур на участке от места монтажа поверяемого средства измерений до выхода из трубопровода;

- сжимаемость воды при разности давлений в месте установки поверяемого средства измерений и в баке для взвешивания;
- дисперсия результата измерений массы незаполненного бака для взвешивания;
- дисперсия результата измерений массы заполненного водой бака для взвешивания;
- дисперсия результата измерений температуры;
- дисперсия результата измерений длительности заполнения бака для взвешивания;
- дисперсия разности времени перебрасывания потока воды при помощи дивертера.

Результаты исследований испарения воды во время проведения измерений, проведенных совместно с Институтом технической теплофизики Академии Наук Украины, доказали необходимость создания специальной системы пароотведения и конденсации (рис. 2). Данная система позволила на порядок уменьшить потери воды за счет испарения воды из бака для взвешивания за время измерения.

Одним из важнейших этапов оценки погрешности эталона стало участие в международных сличениях калибровочных расходомерных лабораторий в соответствии с проектом COOMET «Project No. 452/SK/08 Inter-comparison of water flow calibration laboratories». Результаты сличений в настоящее время находятся на обработке в пилотной лаборатории. Интересной особенностью данных сличений является то, что каждая лаборатория – участник должна применить свою процедуру калибровки счётчиков и самостоятельно обработать результаты с указанием расширенной неопределенности измерений.

Эталон утверждён в статусе Государственного первичного эталона со следующими метрологическими характеристиками.

Диапазоны значений объёма, массы, объёмного и массового расхода, в которых воспроизводятся, хранятся и передаются единицы физических величин:

- от $0,03 \text{ м}^3$ до 3 м^3 – для объёма;
- от 30 кг до 3000 кг – для массы;
- от $2,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{ч}$ до $160 \text{ м}^3/\text{ч}$ – для объёмного расхода;
- от $2,5 \text{ кг/ч}$ до 160000 кг/ч – для массового расхода.

Эталон обеспечивает воспроизведение, хранение и передачу единиц объёма, массы, объёмного и массового расхода горячей воды с относительным средним квадратичным отклонением резуль-



Рис. 2. Устройство пароотведения и конденсации

тата измерения, не превышающим $3 \cdot 10^{-4}$ при 10 независимых наблюдениях.

Неисключённая систематическая погрешность не превышает $5 \cdot 10^{-4}$.

Погрешность передачи единиц не превышает $1 \cdot 10^{-4}$.

Неопределённость измерения типа А $\mu A = 3 \cdot 10^{-4}$, типа В $\mu B = 2,5 \cdot 10^{-4}$, суммарная стандартная неопределённость $\mu C = 4 \cdot 10^{-4}$, расширенная неопределённость $U = 8 \cdot 10^{-4}$ (при коэффициенте охвата $K = 2$, доверительная вероятность $P = 0,95$).

Нестабильность эталона за год – не более $5 \cdot 10^{-7}$.

В 2011 году в объёме проведения внешней проверки системы менеджмента качества ГП «Укрметртестстандарт» по плану-графику Форума качества КООМЕТ было установлено полное соответствие калибровочных работ на эталоне требованиям ISO/IEC 17025, что

подтверждено Свидетельством о признании системы менеджмента качества QSF-R22.

Автор:

Кузьменко Юрий Владимирович, заместитель генерального директора Государственного предприятия «Укрметртестстандарт», Украина, 03680, г. Киев-680, ул. Метрологическая, 4, тел/факс (044) 526-53-69, электронная почта jkuzmenko@ukrcm.kiev.ua

СОСТОЯНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ УЧЁТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ХОЛОДНОЙ И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ В УКРАИНЕ

М. В. Гаврилкин

Одной из составляющих комплексного подхода к рациональному использованию теплоты, холодной и горячей воды является организация приборного учёта потребления этих ресурсов.

Учёт ресурсов с помощью приборов позволяет разработать технико-организационные мероприятия, направленные на уменьшение потерь и предотвращение нерационального использования ресурсов, а также устанавливать объективные нормы потребления.

По состоянию на 01.01.2012 г. в Государственный реестр средств измерительной техники Украины внесено 234 типа счётчиков и расходомеров воды и 99 типов теплосчетчиков.

На Украине производством приборов учёта воды и тепловой энергии занимается 46 производителей.

Таким образом у потребителя имеется большой выбор необходимых средств измерений как отечественного так и зарубежного производства.

Однако в настоящее время оборудовано теплосчётчиками 31,6 % многоквартирных домов, счётчиками холодной воды – 27,6 %, счётчиками горячей воды – 13,9 %.

Находящийся в стадии разработки Закон “О коммерческом учёте тепловой энергии, холодной (питьевой) и горячей воды в сфере теплоснабжения, централизованного водоснабжения” предусматривает поэтапное введение до 2015 года обязательного учёта ресурсов для всех категорий потребителей.

Метрологическое обеспечение приборов учёта ресурсов предусматривает нормативное обеспечение и развитие эталнной базы.

В 1993 году был принят Закон “О метрологии и метрологической деятельности”. В 2005 году была принята его вторая редакция. В настоящее время в стадии разработки находится третья редакция этого Закона, в которой нашли отражение нормы, гармонизирующие положения национального Закона с положениями законодательства Европейского Союза в области метрологии. В 2009 году принят Технический регламент по средствам измерительной

техники, разработанный на основе Директивы Европейского Парламента и Совета от 31 марта 2004 года на измерительные приборы (2004/22/ЕС).

В качестве доказательной базы Технического регламента введён в действие комплекс стандартов ДСТУ EN 1434:2006 «Теплосчётчики». Вновь разрабатываемые теплосчётчики через процедуру государственных приёмочных испытаний, а серийно выпускаемые приборы через процедуру государственных контрольных испытаний приведены в соответствие с требованиями этого стандарта.

Для обеспечения единства измерений в такой важной области как учёт энергоресурсов в стране введен в действие ряд государственных первичных эталонов, вторичных и рабочих эталонов. Так в 2004 году утверждён Государственный первичный эталон единиц объёмного и массового расхода жидкости, объёма и массы жидкости, протекающей по трубопроводу в национальном научном центре «Институт метрологии». В 2010 году утверждён Государственный первичный эталон единиц объёма, массы, объёмного и массового расхода горячей воды, находящийся в ГП «Укрметрестстандарт». В ГП «Укрметрестстандарт» находится также Вторичный эталон объёмного и массового расхода жидкости, объёма и массы жидкости, протекающей по трубопроводу. Для поверки счётчиков холодной и горячей воды в Украине имеется около 400 рабочих эталонов – поверочных проливных установок. Это как установки единичного изготовления, так и серийно выпускаемые изделия. В Государственный реестр внесено 5 типов поверочных проливных установок, из них 4 типа производства предприятий Украины, 1 тип – импортируемые.

Количество установок по областям и приведено на рис. 1.

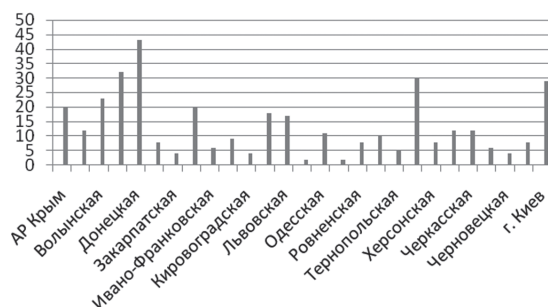


Рис. 1

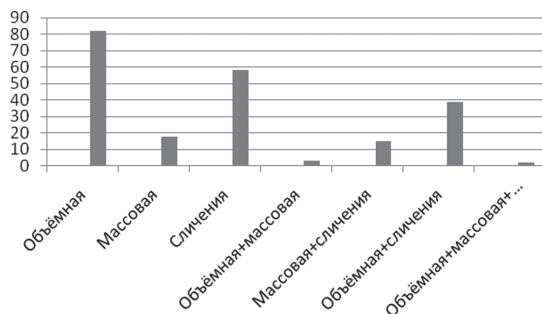


Рис. 2

По методу измерения поверочные проливные установки подразделяются на:

- объёмные;
- массовые;
- сличения.

Количество поверочных проливных установок, основанных на различных методах, приведено на рис. 2.

Для обеспечения единства измерений необходимо обеспечить прослеживаемость рабочих эталонов.

Прослеживаемость – это свойство результата измерения, заключающееся в возможности установления его связи с государственным первичным эталоном путём непрерывной цепи сличений с установленной неопределённостью. Эта непрерывная цепь называется цепью привязки к эталонам (цепью передачи размера единицы величины от эталона)

Цепь привязки эталонов обеспечивается проверкой проливных установок методом сличения с помощью компаратора.

ГП «Укрметртестстандарт» проводит государственную метрологическую аттестацию рабочих эталонов – проливных установок с помощью компараторов, в качестве которых применяются кориолисовые расходомеры-счётчики (рис. 3).

ГП «Укрметртестстандарт» провело государственную метрологическую аттестацию методом сличений с помощью компаратора более 100 проливных установок, аттестованных предварительно с помощью эталонов, заимствованных из других поверочных схем.

По результатам аттестации 24 проливные установки были признаны пригодными без дополнительных доработок. На 46 проливных установках после неудовлетворительных результатов ат-



Рис. 3

тестации предприятия провели регулирование средств измерений, входящих в состав установок: весов, счётчиков воды, мерников, а на 16 установках –доработку гидравлических систем. После повторной аттестации установки были признаны пригодными к эксплуатации. 14 проливных установок были забракованы.

Для установления межповерочного интервала счётчиков воды и теплосчётчиков в четыре года каждый тип средств измерений подвергается испытаниям на долговечность. Счётчики воды в соответствии с требованиями ДСТУ 3709–98 «Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счётчики холодной питьевой воды» подвергаются 100000 циклов включения–выключения потока воды и 800 часов непрерывной работы на максимальном расходе. Преобразователи расхода, входящие в состав теплосчётчиков, при испытаниях на долговечность в соответствии с ДСТУ EN1434:2006 «Теплосчётчики» подвергают непрерывным сериям испытаний, состоящих из 100 циклов длительностью 24 ч каждый при трех различных значениях расхода.

В 2004 году в ГП «Укрметртестстандарт» введена в строй горячеводная установка для проведения испытаний с целью уста-



Рис. 4

новления или подтверждения межповерочных интервалов для теплосчетчиков и счетчиков воды (рис. 4).

Установка оснащена автоматическими системами нагрева воды, регулирования объемного расхода, устройством прерывания потока и контроллером, обеспечивающим регистрацию количества прерываний потока.

Это первая установка в Украине, позволяющая проводить ускоренные испытания при температуре воды $(85 \pm 5)^\circ\text{C}$ в автоматическом режиме с обеспечением выполнения всех требований безопасности. Установка аттестована в качестве испытательного оборудования в соответствии с требованиями ГОСТ 24555 «Система государственных испытаний продукции. Порядок аттестации испытательного оборудования. Основные положения».

Автор:

Гаврилкин Максим Владимирович, начальник отдела метрологического обеспечения измерения количества теплоты и жидкостей Государственного предприятия «Укрметрестестандарт», Украина, 03680, г. Киев-680, ул. Метрологическая, 4, тел./факс (044) 526-34-36, электронная почта flowtw@ukrcm.kiev.ua

ЭТО ВЫГОДНО ВСЕМ!
(продолжаем обсуждение № 261-ФЗ)

Д. С. Петров, Э. С. Василевская
ЗАО «ТТМ»
«Техника.Тепловидение.Медицина»

1. В девяностые годы, на различных территориях нашей страны, и за рубежом, достаточно остро обозначилась проблема ресурсоэнергодефицита. Причины были разные, но результат один – дефицит энергии, необходимой для жизни и деятельности людей, населяющих эту территорию.

2. «В последние годы мировое сообщество осознало, что наличие достаточного количества энергоресурсов имеет критическое значение, как для обеспечения качества жизни граждан, так и в связи с вопросами независимости и безопасности любой страны. Не секрет, что запасы природных ресурсов конечны, а при неуклонном повышении цен на разные виды энергии для многих стран ресурсоэнергодефицит становится реальностью (1)

3. В 2006 году Международное энергетическое агентство разработало специальный доклад на тему: *«Перспективы энергетических технологий – сценарии и стратегии развития до 2050 года»*, в котором отмечалось, что *повышение эффективности использования энергоресурсов является самым дешевым, быстрым и экологичным способом решения проблем энергодефицита.*

4. В связи с необходимостью решения этой проблемы, 3 апреля 1996 года был принят федеральный закон «Об энергосбережении» № 28-ФЗ (2), конечной целью которого было *«эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых энергетических ресурсов»*. Наименование этого закона не соответствовало поставленной цели, которая была сформулирована совершенно правильно: *«Эффективное использование энергетических ресурсов при их добыче, производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении»*. В дальнейшем, эта ошибка, скорее всего, умышленно, была использована при разработке № 261-ФЗ (3) принятому в 2009 году, конечной целью которого было провозглашено *«энергосбережение» у «конечного потребителя»*.

Что принципиально отличает № 261-ФЗ, от №28-ФЗ.

5. Замена конечной цели № 28-ФЗ – «*эффективное использование энергетических ресурсов, путем ресурсосбережения*» во всей системе энергоснабжения, той, которая поставлена № 261-ФЗ – «энергосбережение у «конечного потребителя», при нашей *централизованной системе энергоснабжения, полностью принадлежащей «естественными монополиями*», приведет к достаточно тяжелым последствиям (4). В этом случае как показал опыт США (5), стране грозит безудержный рост тарифов на все виды энергии и цен на энергоносители. И, кроме того, быстрый рост инфляции.

6. Не следует забывать что энергоресурсы – это природные «полезные ископаемые», «углеводородное топливо»: уголь, нефть, природный газ. Из которых, путем сжигания, производятся основные виды энергии, потребляемые человеком. А, так как, запасы этих невозполнимых энергоресурсов на Земле конечны, приходится задуматься над проблемой их рационального использования и постепенной замены на воспроизводимые природные источники энергии.

7. Непонятно, как при разработке № 261-ФЗ оказалось, что энергоресурсы и энергия – это одно и то же (п. 1, 2 статьи, первой главы). Энергоресурсы – это материальная субстанция, количество которой измеряют в единицах массы, например в тоннах условного топлива (т. у. т.). Поэтому их можно «сберегать» помещая на склады или специальные хранилища, перевозить транспортом, чего нельзя сделать с энергией, так как энергия – субстанция не материальная, измеряемая в единицах работы – джоулях и калориях. Кроме того, не бесполезно вспомнить, что, как показал Эйнштейн, $E(\text{энергия}) = mc^2$ (массе на квадрат скорости света). Энергию можно «сберегать» единственным способом – сокращая ее производство, а следовательно и потребление. При этом, конечно, сократится «энергетический рынок», а «естественные монополисты» теряют часть своих доходов.

8. В начале века, было непонятно, кто всеми силами борется против № 28-ФЗ. Это стало ясно, после принятия № 261-ФЗ.

9. Не трудно понять, что «Естественным монополиям» «энергосбережение» было не нужно. По-видимому, с их подачи стараниями Городской прокуратуры Санкт-Петербурга, через Городской суд, был признан не действующим, один из лучших нормативных документов Санкт-Петербурга – Территориальные Строительные

Нормы Санкт-Петербурга, ТСН 23-340–2003 «Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий». Нормы по энергопотреблению и теплозащите». Кроме того, на это же обстоятельство указывает незамедлительная отмена № 28-ФЗ, которая была срочно исполнена в момент принятия № 261-ФЗ. Безграмотного, противоречивого, нарушающего федеральный закон «О защите прав потребителя и благосостояния человека». (6). Не говоря о том, что он, практически, не читаем.

10. Почему же и кого, устраивает 261 федеральный закон? На этот вопрос, хотелось бы получить ответ, прежде всего, от законодателей и на страницах СМИ. Дело в том, что необходимо защитить граждан нашей страны от недобросовестных и вредных законов, таких как 214 федеральный закон, породивший толпы бездомных «обманутых дольщиков», до сих пор скитающихся по просторам нашей стране!

Наш обычный гражданин, вообще не приучен разбираться ни в законах, ни в своих правах, не говоря об их отстаивании. Он не интересуется даже вопросами, связанными с ущемлением его прав и интересов. Похоже, что это устраивает государственных деятелей..

11. Государство, существующее за счет налогоплательщиков, распоряжающееся фантастическими суммами, привыкло безотчетно делать то, что ему выгодно. Поэтому, и давно, оно сняло с себя обязанность строить законодательную систему, защищающую интересы народа, который его содержит. Выше перечислены те законы, которые действуют против народа. При этом, Верховный суд «штампует» беззаконие, так как он подтвердил правильность отмены ТСН 23-340–2003. А Конституционный суд, в основном, бездействует? Хорошо живете господа!

12. А наши СМИ, по существу, они должны бы выносить на обсуждение и разъяснять гражданам все федеральные законы, принимаемые Гос Думой. Кроме того, принимаемые законы должны проходить экспертизу специалистов, в той области, где ожидается их исполнение. А главное, за качество законов разработчики и профильные комитеты Госдумы должны нести финансовую, административную и уголовную ответственность, если гражданам страны, вследствие низкого качества закона, как, например, № 214-ФЗ, нанесен ущерб. Ведь никто не ответил за появление тысяч «обманутых дольщиков», в одночасье превращенных в «бомжей»! Или граждане, пострадавшие от деятельности «финансовых пирамид»,

почему государство равнодушно взирало, как доверчивых граждан заманивают в «финансовую ловушку».. Как же так получается, что какой – то несчастный учитель, или воспитатель детского сада несет уголовную ответственность за вред, нанесенный одному ребенку. А дума, обрекшая на скитание сотни тысяч людей, потерявших все свое имущество, не проявившая инициативы, чтобы разъяснить людям, чем отличается «покупатель» от инвестора, преспокойно продолжает взирать на то, что продолжает творить этот закон. Таким же образом, в нашу жизнь вошел и № 261-ФЗ, который сулит нам, в ближайшее время множество неприятностей и потерь, если не будет во время отменен. Вспомним, что внесли в нашу жизнь предыдущие неудачные законы: № 214-ФЗ, № 184-ФЗ, № 94-ФЗ, уже нанешие огромный вред гражданам России.

13. На самом деле, как подсказывает простая логика, для реализации сбережения невосполнимых природных энергоресурсов должно выполняться основное требование: повышение эффективности их использовании от первого до последнего этапа процесса энергоснабжения. С момента добычи, при транспортировке к производителю энергии и у него, при транспортировке энергии от производителя к потребителю и у него. Т.е. необходимость оптимизации функционирования всей системы энергоснабжения.

Повышение энергоэффективности всей системы энергоснабжения должно реализоваться за счет сокращения потерь на всех этапах. (5).

Рассмотрим этот процесс, начиная с момента добычи полезных ископаемых.

1.Как, сокращать потери при добыче полезных ископаемых, их переработке из сырья в «товарную продукцию», свое слово должны сказать специалисты в этой области. Уж они то знают, сколько сырья теряется из за несовершенства технологий переработки, сколько выбрасывается «в отвалы», сколько утекает в «нефтяные озера», и сгорает в «факелах», отравляющих атмосферу и «работающих» на экологическую катастрофу. А ведь из каждой сбереженной тонны «полезных ископаемых», можно произвести дополнительное количество сырья и, в конечном счете, энергии, тем самым, реализовать «ресурсоэнергосбережение». Себестоимость, как сырья, так и энергии будет снижаться по мере увеличения энергоэффективности. Добывающие предприятия, транспорт и производящие энергию предприятия, работающие в одной системе энергоснабжения можно сделать энергоэффективными и высоко

рентабельными. При этом, тарифы будут стабилизироваться, а потребление ресурсов снижаться, при сохранении, или, даже увеличении производимой энергии.

А, так как государству выгодно экономить невосполнимые энергоресурсы, не снижая производства энергии, оно должно поощрять участников этого процесса определенными льготами. Государстводолжно ратовать за повышение энергоэффективности систем энергоснабжения.

2. Второй этап повышения энергоэффективности в системе энергоснабжения, это снижение потерь энергоресурсов при их транспортировке любым транспортным средством, от добывающего предприятия до производителя энергии, что также, приведет к положительному результату. Необходимо, при этом, сделать транспорт самостоятельным «хозяйствующим субъектом», оказывающим платные услуги по перевозке энергоресурсов, но, при этом, финансово отвечающим за сохранность перевозимого товара, как по количеству, так и по качеству. Логически, это элементарно просто

3. Добывающее предприятие и предприятие, производящее энергию заключают между собой договор купли – продажи, заботясь, при этом о повышении энергоэффективности всей сделки. Производящее энергию предприятие заключает наиболее выгодный договор на транспортировку купленного сырья. Транспортирующее предприятие заботится об энергоэффективности перевозки сырья, т.е. прибегает к снижению потерь и сохранению качества перевозимого «энергетического товара», за счет сбережения которого будут произведены лишние калории и джоули.

Остается только понять, почему всю эту систему не реализовать на практике!

4. Для транспорта – увеличение количества перевезенных энергоресурсов увеличивает доход. Кроме того, за счет будущего дополнительного дохода, производящее энергию предприятие, должно премировать транспортников за повышение энергоэффективности.

Поэтому все окажутся в выигрыше!

Таким образом, снижая потери и повышая эффективность использования энергоресурсов на всех этапах энергоснабжения, мы, в конечном счете, получаем больше энергии, произведенной при том же объеме добытых энергоресурсов, что, по существу является конечной целью энергоресурсосбережения

Так как за счет снижения потерь энергоресурсы используются более эффективно, Государство должно всячески поощрять этот процесс.

Повышение энергоэффективности на этапе производства энергии и так понятно. Следует только не забывать проводить энергоаудит (7). Только не ту профанацию, которую предлагает № 261-ФЗ, а профессиональный энергоаудит, о котором пишут в журнале с этим же названием, издаваемым в г. Тольятти.

(Продолжение следует)

Примечание. Анализ повышения энергоэффективности сетей и коммуникаций, для транспортировки энергоресурсов, энергоносителей, воды и разных видов энергии открывает такие возможности для ограбления потребителя и бюджетов разных уровней, что мы решили написать отдельную публикацию посвященную этому вопросу.

Литература

1. Табунщиков Ю. А. «Мировой взгляд на строительную экономику и энергосбережение» статья в журнале «Энергосбережение» изд. Москва, 2004 г., № 6, с. 4–6.

2. Федеральный закон «Об энергосбережении» ФЗ-28, апрель 1996 г.

3. Федеральный закон «О техническом регулировании» (далее – закон «О ТР») № 184-ФЗ, декабрь 2002 года

4. Васильев Г. П. «Анализ препятствий на пути повышения энергоэффективности жилого фонда Москвы», статья в Журнале «Энергосбережение» изд. Москва, № 2, с. 21. 2010.

5. Петров Д. С., Василевская Э. С. Хотели как лучше / журнал «Энергонабзор», 2012 г.

6. Федеральный закон «О защите прав потребителей» № 2-ФЗ от 09.01.96.

7. Никольская Е. И. Статья «Энергоаудит заказывали?» / журнал «Энергосбережение». Москва, 2004, № 3. С. 10–11.

Д. С. Петров,

Э. С. Василевская

ЗАО «ТТМ» «Техника.Тепловидение.Медицина»

(812) 320-57-57

ttm.infrared@gmail.com

САПР «ПОТОК-РУ» – НОВАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО
РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАСХОДОМЕРОВ ПЕРЕМЕННОГО
ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

**А. А. Личко, С. В. Минин, Е. П. Пистун, Л. В. Лесовой,
Ф. Д. Матико, О. Я. Масняк**

Введение в действие в Российской Федерации в качестве национальных стандартов комплекса межгосударственных стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005 [1,2,3,4,5], нормирующих измерение расхода и количества жидких и газообразных сред методом переменного перепада давления, изначально предполагал необходимость решения ряда задач. Первостепенными среди них являются (для каждого расходомера переменного перепада давления):

- проверить выполнение условий применения (ограничений) метода переменного перепада давления согласно требованиям новых стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005;

- перепроверить прямолинейные участки измерительного трубопровода с целью определения их соответствия требованиям ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005;

- выполнить перерасчет параметров сужающего устройства, прямолинейных участков измерительного трубопровода и расходомера в целом согласно требованиям ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005;

- выполнить расчет неопределенностей результата измерения расхода и количества измеряемой среды согласно ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005.

При этом, зачастую, надо было заново спроектировать расходомер переменного перепада давления с соответствующими измерительными участками.

Отдельно ставится задача проектирования расходомера переменного перепада давления, оптимального по точности измерения, то есть расходомера, обеспечивающего достижение минимального значения неопределенности результата измерения расхода и количества энергоносителя.

Решить вышеуказанные задачи можно с помощью компьютерных программ, реализующих выполнения такого рода задач. Однако, чтобы доверять результатам расчета по таким программам и не выполнять дополнительную работу по проверке всех условий

применения (ограничений) метода переменного перепада давления согласно требованиям стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005, надо такую компьютерную программу соответствующим образом предварительно сертифицировать, то есть перепроверить вылавливает ли она и учитывает ли все без исключения требования и ограничения, предусмотренные во всех пяти стандартах ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005. Естественно, такую сертификацию можно выполнить лишь согласно предварительно разработанной и утвержденной методике сертификации.

Если такая компьютерная программа сертифицирована, то она в дальнейшем не может подвергаться каким-либо изменениям, разве что при изменении тех или иных положений стандарта. Такая программа может и должна применяться для аттестации расходомеров переменного перепада давления и узлов учета энергоносителей, построенных на базе таких расходомеров.

Решить вышеуказанные задачи можно с помощью разработанной в ООО «Институт учета энергоносителей» (г. Москва) компьютерной программы САПР «Поток-РУ»: новой системы автоматизированного расчета и проектирования расходомеров переменного перепада давления. Эта программа соответствует требованиям межгосударственных стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005 [1–5] (с внесенными поправками в стандарт) и МИ 3158–2008 [6]. Программа сертифицирована в Межрегиональном испытательном центре ФГУП ВНИИМС.

Компьютерная программа САПР «Поток-РУ» была разработана для персонального компьютера класса IBM PC на базе процессора с тактовой частотой не ниже 400 МГц с объемом оперативного запоминающего устройства не менее 64 Мбайт и свободным пространством на жестком диске не менее 20 Мбайт. Компьютер должен иметь дисковод CD-ROM, печатающее устройство и наличие порта USB 1.0 или выше. Компьютерная программа САПР «Поток-РУ» работает в операционных системах Microsoft Windows 2000 (наличие SP4), Microsoft Windows XP, Microsoft Windows VISTA или Microsoft Windows 7. Для этих операционных систем необходимо наличие Microsoft.NET Framework 1.1 или выше. В комплект компьютерной программы САПР «Поток-РУ» входит руководство пользователя, компакт-диск с файлами компьютерной программы и системный ключ.

Идентификация САПР «Поток-РУ» выполняется персональным компьютером автоматически с помощью системного ключа. При

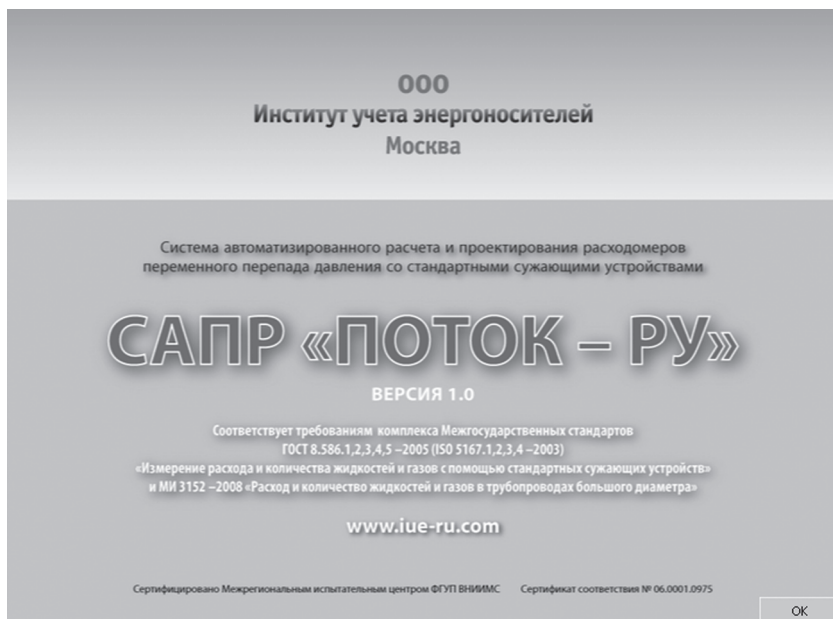


Рис. 1. Заставка САПР «ПОТОК-РУ» версии 1.0.

отсутствии системного ключа, подключенного к соответствующему порту компьютера, применение САПР невозможно.

Заставка САПР «Поток-РУ» версии 1.0 показана на рис. 1.

САПР «Поток-РУ» позволяет автоматизировать процесс расчета и проектирования расходомеров переменного перепада давления, а, заодно, выполнить все необходимые проверки условий применения (ограничений) метода переменного перепада давления.

САПР «Поток-РУ» предназначена для проектирования расходомеров 48 различных сред, в том числе таких как: природный газ, влажный нефтяной газ, влажный водяной пар, перегретый пар, сухой насыщенный пар, вода, воздух, азот, аргон, кислород и др. При этом, для природного газа в САПР «Поток-РУ» реализованы все действующие методики расчета коэффициента сжимаемости газа (NX19 мод.; УС GERG-91 мод.; УС AGA8-92DC; УС ВНИИ СМВ; СД 7–2005).

Следует отметить, что система «САПР «Поток-РУ» в общем случае обеспечивает возможность реализации четырех различных вариантов расчета параметров расходомера:

- расчет параметров расходомера по заданному значению верхнего предела измерений перепада давления и характеристикам измеряемой среды;

- расчет параметров расходомера по заданному значению допускаемой потери давления на сужающем устройстве и характеристикам измеряемой среды;

- расчет параметров расходомера, обеспечивающих минимальную неопределенность результата измерения расхода среды;

- расчет параметров расходомера по заданным характеристикам сужающего устройства и измерительного трубопровода, а также проверка выполнения требований ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005 относительно прямолинейных участков измерительного трубопровода и расходомера в целом (так называемый обратный расчет параметров сужающего устройства расходомера).

Первые три варианта расчета применяют при первоначальном проектировании расходомера переменного перепада давления, причем: первый – для заданного измерительного преобразователя перепада давления, второй и третий – для решения оптимизационной задачи по критерию, соответственно, потерь давления на сужающем устройстве и точности измерения. Четвертый же вариант расчета, как указывалось выше, применяют при уточнении параметров заданного расходомера и условий его применения под требования ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005.

Учитывая сложность межгосударственных стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005 и их существенные отличия от ранее применявшихся, что, естественно, затрудняет их внедрение, при разработке САПР «Поток-РУ» ставилась задача возложить на эту систему функции, в результате реализации которых существенно упростился бы процесс внедрения стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005. Поэтому система снабжена интерактивными возможностями, благодаря чему в процессе расчета и проектирования расходомера каждый шаг пользователя (проектанта) анализируется и, в случае его ошибки или любых неправильных действий, система выдает пользователю соответствующие подсказки или рекомендации. Таким образом, САПР «Поток-РУ» – это интерактивная система автоматизированного расчета и проектирования расходомеров переменного перепада давления.

Следует отметить и другие преимущества САПР «Поток-РУ». Основные преимущества – следующие:

- работа в наиболее популярных на сегодняшний день операционных системах;

- удобный для пользователя интерфейс программы, обеспечивающий быстрое усвоение возможностей программы и их максимального использования, что достигается за счет логического и понятного распределения массива входных данных между диалоговыми окнами;

- интерфейс программы построен таким образом, что по ходу заполнения входных данных программа изменяет свои диалоговые окна – устраняет ненужные для ввода параметры или характеристики и наоборот;

- интерактивная оболочка для ввода информации по прямолинейным участкам измерительного трубопровода, в частности предусмотрена возможность применения в измерительном трубопроводе расходомера струевыпрямителей и устройств подготовки потока, а также различных вариантов установки измерительных преобразователей температуры;

- автоматическое управление окнами ввода параметров и характеристик в процессе ввода данных пользователем, что предотвращает возникновение непредусмотренных ошибок;

- возможность сохранения файлов с входными данными и невозможность сохранения протоколов расчета (для предотвращения возможности их искажения);

- невозможность расчета и вывода результатов расчета для расходомеров, не отвечающих требованиям ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005;

- вывод предупредительных сообщений о появлении дополнительных составляющих погрешностей измерения, разрешенных ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005, и о возможных вариантах их устранения;

- качественная графическая визуализация результатов расчета, что облегчает анализ полученных результатов и их использование, в частности, визуализация графиков зависимости неопределенности результата измерения расхода от значения расхода или от других параметров, визуализация чертежей сужающих устройств, прямолинейных участков измерительного трубопровода и их оснащения и др.;

- наличие надежной защиты программы от несанкционированного использования.

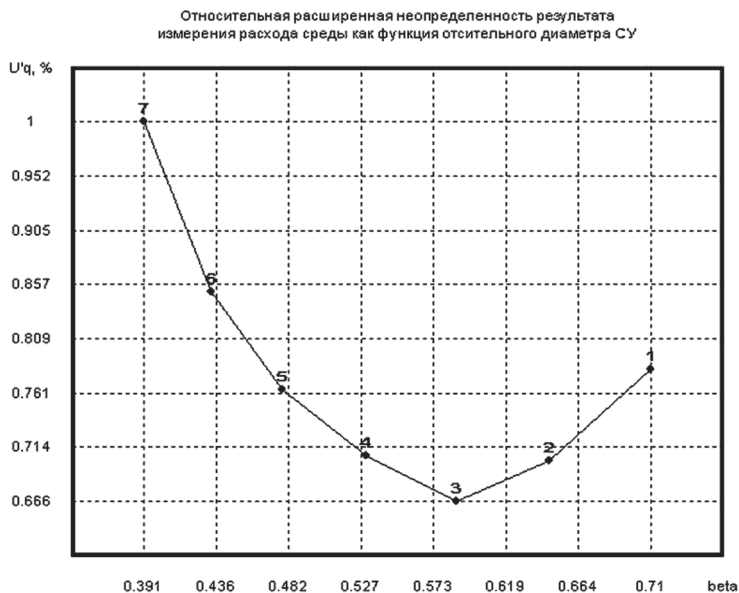
Кроме того, для удобства пользователя САПР «Поток-РУ» обеспечивает возможность задания шероховатости трубопровода различными способами, возможность контроля наличия и величины

уступов или разницы диаметров смежных секций измерительного участка трубопровода, возможность задания в измерительном канале каждого параметра потока одного или нескольких последовательно соединенных измерительных преобразователей, возможность применения параллельно соединенных измерительных преобразователей, что очень важно для повышения точности измерения расхода и количества среды.

Особенно важным преимуществом является предусмотренная программой возможность расчета и проектирования расходомера оптимального по точности измерения. В качестве примера для одного из таких расчетов покажем вывод графика зависимости относительной расширенной неопределенности результата измерения расхода как функции относительного диаметра сужающего устройства и сопровождающего этот график таблицу значений этих же величин, а также соответствующих им значений верхнего предела измерений перепада давления – рис. 2. Приведенные график и таблица наглядно демонстрируют имеющуюся возможность достижения при проектировании расходомера максимальной точности измерения расхода – в данном примере это расходомер по расчету № 3.

Независимо от варианта расчета расходомера программа работает следующим образом. После ввода всех необходимых для расчета данных, включив программу на расчет, на экране монитора будут выведены основные расчетные данные расходомера переменного перепада давления. После разрешения вывода протокола расчета в отдельном окне выводится полный отчет со всеми исходными, расчетными данными и чертежами расходомера. После разрешения вывода графиков, возможен графический вывод зависимости неопределенности расчета расхода от значения расхода (а также зависимости неопределенности расчета расхода от относительного диаметра отверстия сужающего устройства в случае выполнения расчета расходомера, оптимального по точности измерения расхода). При этом возможна распечатка результатов расчета стандартным образом на локальном или сетевом устройстве.

В данной системе автоматизированного расчета и проектирования расходомеров переменного перепада давления возможен вывод следующих бланков: паспорт на стандартное сужающее устройство; конструкция сужающего устройства; акт измерения внутреннего диаметра измерительного трубопровода; акт измерения шероховатости внутренней поверхности измерительного трубопровода;



№	β	Δp , кПа	d_{20} , мм	$U'q$, %
1	0.70973	2.5	70.974	0.782
2	0.64622	4	64.623	0.702
3	0.58715	6.3	58.717	0.666
4	0.53068	10	53.069	0.706
5	0.47786	16	47.787	0.764
6	0.4326	25	43.261	0.85
7	0.3906	40	39.061	1

Рис.2. График зависимости относительной расширенной неопределенности результата измерения расхода как функции относительного диаметра сужающего устройства и сопровождающая этот график таблица значений этих же величин, а также соответствующих им значений верхнего предела перепада давления дифманометра.

акт измерения длины прямолинейных участков измерительного трубопровода и его оснащения; ведомость соответствия расходомерного узла ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005.

Все расчеты в системе проводятся в соответствии с уравнениями полной математической модели расходомера переменного перепада давления, принятой в межгосударственном стандарте ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5–2005.

Применение САПР «Поток-РУ» существенно упрощает внедрение межгосударственных стандартов ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5-2005 (с внесенными поправками в стандарт), методики МИ3152–2008 и их дальнейшее применение.

Литература

1. ГОСТ 8.586.1–2005 (ИСО 5167-1:2003) Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования.

2. ГОСТ 8.586.2–2005 (ИСО 5167-2:2003) Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования.

3. ГОСТ 8.586.3–2005 (ИСО 5167-3:2003) Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования.

4. ГОСТ 8.586.4–2005 (ИСО 5167-4:2003) Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования.

5. ГОСТ 8.586.5–2005 (ИСО 5167) Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений.

6. МИ3152–2008. Расход и количество жидкостей и газов в трубопроводах большого диаметра. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств. (Е. П. Пистун, Л. В. Лесовой, Б. М. Беляев, И. М. Шенброт, А. А. Личко, С. Ф. Племенкова). – М., 2008.

Контактный адрес:

ООО «Институт учета энергоносителей»

Россия, г.Москва, ул. Расплетина, 19 оф.26

Тел. + +79852754557 Тел/факс: 8(499)143 28 86;

(Контактное лицо Личко Алексей)

e-mail: ooo.iue@gmail.com www.iue-ru.com

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ
ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ФЛАНЦЕВ НА МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ
РОТАЦИОННЫХ СЧЕТЧИКОВ»

**М. М. Гильманов, В. М. Шарафутдинова, Р. И. Ганиев,
И. А. Быков, А. В. Красавин**

В данной статье рассматриваются вопросы о применимости фланцевых соединений по ГОСТ 12820–80 для сопряжения счетчика газа RVG с измерительным трубопроводом, а также влияние их конструктивных особенностей на метрологические характеристики счетчика.

В настоящее время для учета расхода природного газа широко применяются ротационные счетчики. Достоинством данных счетчиков является удобство монтажа, прямой метод измерения объема газа, большой динамический диапазон и межповерочный интервал, отсутствие требования прямолинейных участков и другие. К недостаткам можно отнести необходимость установки фильтров, чувствительность роторов к ударной волне возникающей при резком открытии запорной арматуры, прекращения подачи газа при неисправности счетчика (заклинивание роторов), сравнительно небольшой максимальный расход.

Согласно ПР 50.2.019–2006 [1] перед пуском и после реконструкции узла учета газа необходимо провести проверку реализации методики измерения (далее МИ). При проведении данной проверки устанавливают наличие акта измерения внутреннего диаметра измерительного трубопровода, соответствие монтажа средств измерений требованиям технической документации и др.

На основании большого накопленного опыта проведения проверки реализации МИ сотрудниками метрологического центра ООО «СТП» на территории Республики Татарстан, а также соседних республиках и областях установлено, что наибольшее распространение получил ротационный счетчик газа RVG производства ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» г. Арзамас. Согласно руководству по эксплуатации на данный счетчик ЛГТИ.407273.001РЭ [2] допустимые отклонения внутренних диаметров счетчика и измерительного трубопровода $\pm 10\%$. Исходя из этого для ротационного

счетчика RVG, с условным проходом равным 50 мм допустимое отклонение будет составлять ± 5 мм. Следует также обратить особое внимание на то, что в руководстве по эксплуатации требуется, чтобы при установке счетчика использовались ответные фланцы исполнения 1 по ГОСТ 12820 [3] или ГОСТ 12821 [4]. Практика показывает, что на наиболее распространенных газопроводах низкого и среднего давления монтаж фланцев осуществляется по [3]. При рассмотрении варианта исполнения 1 плоского приварного фланца в соответствии с [3] видно, что фланец закрепляется по окружности трубопровода с применением двух сварных швов (рис. 1).

В связи с данной конструктивной особенностью, в месте сопряжения фланца со счетчиком, образуется уступ, обусловленный различием значений внутреннего диаметра фланца и счетчика. Внутренний диаметр фланца d_v и наружный диаметр трубопровода d_n определяются исходя из таблицы 1 [3]. По данной таблице для трубопровода с условным проходом Ду50 размер d_v будет равен 59 мм, при сравнении с условным проходом счетчика 50 мм получаем отклонение, составляющее +18%.

В возникшей ситуации можно предположить, что измерительным трубопроводом является труба, выполненная в соответствии с «ГОСТ» и замеры нужно проводить не в сечении уступа, а в сечении самой трубы, однако в соответствии с приложением «А» [1] при составлении акта измерений внутреннего диаметра измерительного трубопровода, замеры необходимо проводить непосредственно перед входом в счетчик и непосредственно после счетчика. Из этого следует, что монтаж фланцев по [3] заведомо не удовлетворяет требованиям [2], а УУГ с таким исполнением

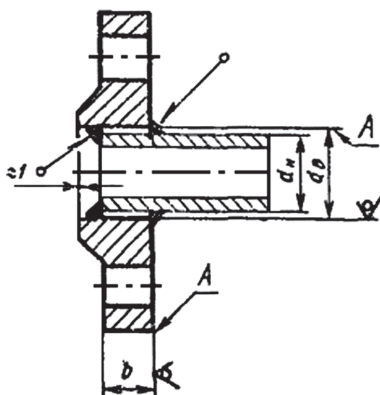


Рис. 1. Плоский приварной фланец по ГОСТ 12820–80

фланцев признается не соответствующими требованиям завода изготовителя.

Метрологическим центром ООО «СТП» были проведены исследования с целью определения влияния уступов и переходов, расположенных непосредственно до и после ротационного счетчика газа RVG, на его показания. В качестве исследуемого счетчика был выбран счетчик газа ротационный RVG G40 с условным проходом 50 мм, производства ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» и внесенный в Государственный реестр средств измерений под №16422-10. Максимальный измеряемый расход счетчика ($Q_{\max}$) 65 м³/ч, минимальный ($Q_{\min}$) 3,0 м³/ч. Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема газа:

- в диапазоне расходов от $Q_{\min}$ до $0,1Q_{\max} \pm 2\%$;
- в диапазоне расходов от $0,1Q_{\max}$ до $Q_{\max} \pm 1\%$.

Исследования проводились с применением государственного первичного эталона единиц объемного и массового расходов газа ГЭТ 118–2006 находящимся в ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии». Описание государственного первичного эталона приведено в ГОСТ Р 8.618–2006 [7].

Метрологические диапазоны расхода газа, воспроизводимые эталоном составляют:

- от $3 \cdot 10^{-3}$ до 100 м³/ч (от $3,6 \cdot 10^{-3}$ до 120 кг/ч) на исходной эталонной установке;
- от 2 до $1 \cdot 10^4$ м³/ч (от 2,4 до $1,2 \cdot 10^4$ кг/ч) на эталонной установке с набором эталонных критических сопел.

Исследовались следующие варианты конструкции участков трубопровода:

1. Исполнение 1 (Рис. 2, 4) выполнено в виде двух приварных встык фланцев (поз. 1) Ду50 по [4], один плоский фланец (поз. 2) Ду80 по [3] и два концентрических перехода 89х3,5-57х3,5 (поз. 3) по ГОСТ 17378–2001 [5].

2. Исполнение 2 (Рис. 3, 4) выполнено аналогично исполнению 1 отличие заключается в замене двух приварных встык фланцев на два плоских фланца (поз. 4) Ду50 по [3].

3. Исполнение 3 (Рис. 5, 7) выполнено в виде двух прямолинейных участков трубы 57х3,5 (поз. 5) ГОСТ 10704-91 [6] и тремя плоскими приварными фланцами (поз. 4) Ду50 по [3]. Соединение фланцев с трубой выполнено таким образом, что в месте сопряжения фланца со счетчиком уступа не образуется.

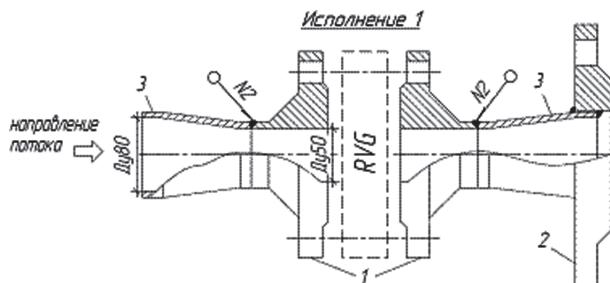


Рис. 2. Приварной фланец встык по ГОСТ 12821-80 с концентрическим переходом

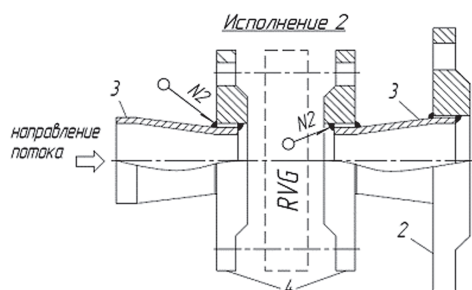


Рис. 3. Плоский приварной фланец по ГОСТ 12820–80 с концентрическим переходом

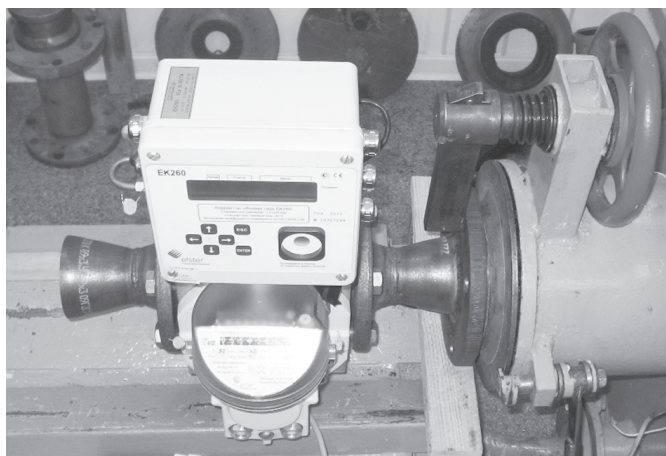


Рис. 4. Фотография общего внешнего вида для исполнений 1 и 2

4. Исполнение 4 (Рис. 6, 7) выполнено аналогично исполнению 3, но с образованием уступа в месте сопряжения счетчика с фланцами. Данный вид конструкции выполнен в соответствии с требованиями [3].

В ходе исследований на государственном эталоне ГЭТ 118–2006, в помещении в среднем поддерживалась температура $T = 24\text{ }^{\circ}\text{C}$, атмосферное давление $P_{\text{атм}} = 100,05\text{ кПа}$, влажность воздуха $\varphi = 30\%$.

С низкочастотного датчика импульсов счетчика RVG считывалось определенное число импульсов, и фиксировался временной интервал их прохождения. Далее рассчитывался объемный расход по формуле:

$$Q_{\text{раб}} = 360 \frac{N}{\tau_{\text{сп}}},$$

где N – число импульсов, $\tau_{\text{ф}}$ – время прохождения импульсов.

Для достоверного расчета погрешности счетчика объемный расход, измеренный эталонной установкой, приводился к условиям измерений исследуемого счетчика. Для этого измерялось значение перепада давления между входом в исследуемый счетчик и выходом с эталонной установки, а также температура, давление и влажность воздуха в помещении. Корректировка расхода проводилась по формуле:

$$Q_{\text{этал}} = Q_{20} \sqrt{\frac{T}{293,1}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta P}{P_{\text{атм}}}\right) \frac{1}{\kappa_{\text{тф}}},$$

где Q_{20} – расход газа, воспроизводимый первичным эталоном; T – температура воздуха в месте установки исследуемого счетчика; ΔP – перепад давления между входом в исследуемый счетчик и входом в эталонное сопло; $P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление в месте установки счетчика; $\kappa_{\text{тф}}$ – поправочный коэффициент учитывающий влажность воздуха.

Погрешность рассчитывалась по формуле:

$$\delta = \frac{Q_{\text{раб}} - Q_{\text{этал}}}{Q_{\text{этал}}} \cdot 100\%,$$

где $Q_{\text{раб}}$ – рабочий расход счетчика; $Q_{\text{этал}}$ – расход по эталонной установке.

Результаты полученных данных приведены в таблице 1.

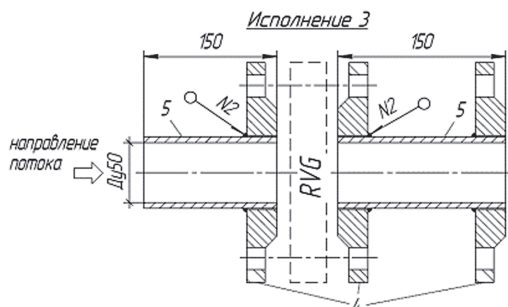


Рис. 5. Плоский приварной фланец по ГОСТ 12820–80 без уступа

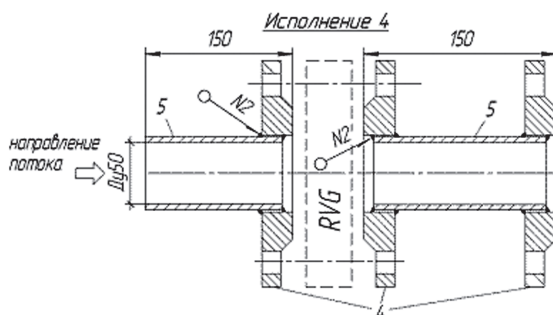


Рис. 6. Плоский приварной фланец по ГОСТ 12820–80 с уступом

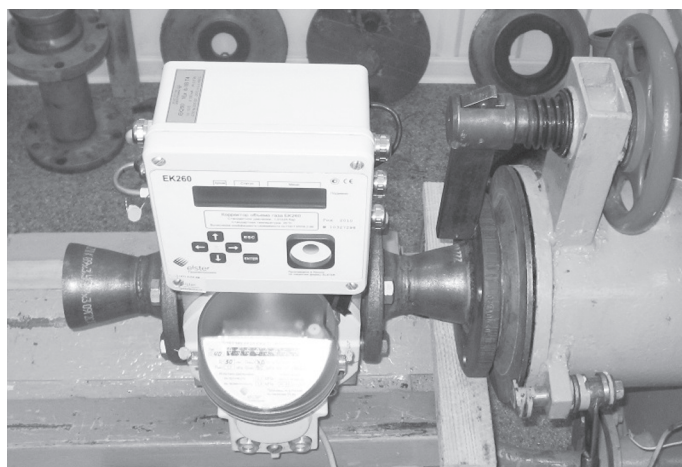


Рис. 7. Фотография общего внешнего вида для исполнений 3 и 4

Таблица 1

Исполнение 1			Исполнение 2			Исполнение 3			Исполнение 4		
$Q_{\text{этал}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{раб}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\delta, \%$	$Q_{\text{этал}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{раб}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\delta, \%$	$Q_{\text{этал}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{раб}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\delta, \%$	$Q_{\text{этал}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{раб}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\delta, \%$
65,337	67,919	3,95	65,447	68,017	3,93	65,398	67,884	3,80	65,392	67,914	3,86
40,169	40,191	0,05	40,222	40,214	-0,02	40,199	40,194	-0,02	40,224	40,205	-0,05
25,255	25,272	0,07	25,213	25,253	0,16	25,271	25,281	0,04	25,281	25,254	-0,11
10,195	10,180	-0,15	10,183	10,179	-0,04	10,202	10,171	-0,31	10,201	10,200	-0,01
5,978	5,962	-0,27	5,971	5,971	0,00	5,982	5,960	-0,39	5,977	5,966	-0,19
5,109	5,041	-1,34	5,109	5,038	-1,40	5,107	5,042	-1,28	5,107	5,037	-1,37
3,105	3,043	-1,99	3,105	3,043	-2,01	3,105	3,041	-2,06	3,105	3,046	-1,90
—	—	—	0,951	0,920	-3,27	—	—	—	0,950	0,921	-3,13

На рис. 8, в соответствии с данными таблицы 1, представлена зависимость погрешности счетчика от изменения расхода.

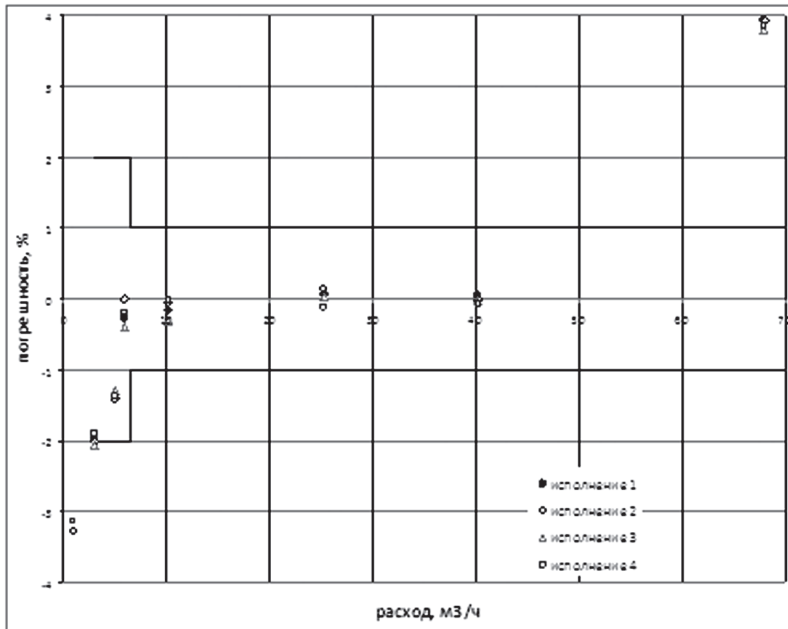


Рис. 8. Точки зависимости погрешности счетчика RVG от расхода.

Как видно из рисунка 8 при превышении и занижении допустимого расхода на счетчике погрешность выходит за допустимые границы. Отметим, что незначительное превышение максимально допустимого расхода увеличивает погрешность измерения до 4%. Исходя из этого, при эксплуатации данного типа счетчика, следует строго придерживаться граничных значений расхода установленных производителем. На наш взгляд следует провести дополнительные исследования в области верхней границы измерения расхода счетчика.

Опыт проведения проверок реализации МИ показывает, что существует практика расширения диапазона измерения расхода счетчиков. Например, у счетчика RVG G65 был расширен диапазон измерения расхода с 1:20 до 1:100. При этом нет достаточных оснований считать, что были проведены какие-либо работы по модернизации самого счетчика, кроме того, отсутствуют протоколы калибровки в расширенном диапазоне.

С целью определения работоспособности счетчика в большем диапазоне расходов был проведен эксперимент с заданием расхода меньше минимального. Как видно из рис. 8 метрологические характеристики счетчика при данном расходе значительно превышают допустимые пределы. На основании этого можно предположить, что для расширения диапазона расхода счетчиков необходимо проводить их модернизацию, на заводе изготовителе, а также калибровку, при этом данные виды работ необходимо зафиксировать документально.

Анализ результатов исследований показывает, что для всех четырех исполнений присоединительных участков погрешность измерения расхода находится в допустимых границах (рисунок 8). Кроме того, разница в погрешности определения расхода для всех четырех исполнений присоединительных участков является не существенной и не зависит от измеряемого расхода. Исходя из этого, можно сделать вывод о применимости монтажа фланцев по ГОСТ 12820 и ГОСТ 12821 при сопряжении с ротационным счетчиком RVG.

Литература

[1] ПР 50.2.019–2006 «ГСОЕИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков»;

[2] ЛГТИ.407273.001РЭ «Руководство по эксплуатации. Счетчик газа ротационный RVG (G16 – G400)»;

[3] ГОСТ 12820–80 «Фланцы стальные плоские приварные на P_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²)»;

[4] ГОСТ 12821–80 «Фланцы стальные приварные встык на P_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²)»;

[5] ГОСТ 17378–2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция»;

[6] ГОСТ 10704–91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент».

[7] ГОСТ Р 8.618 – 2006 «ГСОЕИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Сведения об авторах

Гильманов Марат Магданович, ведущий инженер отдела метрологической экспертизы ООО «СТП»;

Шарафутдинова Валентина Михайловна, начальник отдела метрологической экспертизы ООО «СТП»;

Ганиев Раис Ильясович, к.т.н., начальник отдела разработки алгоритмов ООО «СТП»;

Быков Игорь Александрович, инженер НИО-16 ФГУП ВНИИР;

Красавин Александр Владимирович, инженер НИО-16 ФГУП ВНИИР.

СИСТЕМНОЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

(Теоретические и практические аспекты совершенствования
механизмов повышения энергоэффективности (ЭнЭф)
в строительстве)

В. В. Маркин

Относительные потери тепла типового кирпичного здания

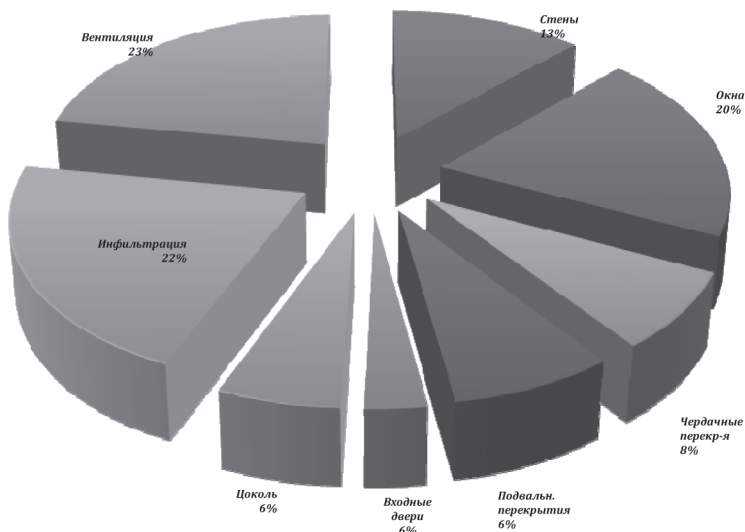


Рис. 1. Относительные потери тепла типового кирпичного здания

Выводы и предложения, сделанные ранее:
(Орел, июнь 2011)

1. Сегодня наиболее эффективный путь формирования комфортной жилой среды через ЭнЭф технологии инженерных систем, для чего необходимо:

2. Совершенствование нормативной базы как на региональном, так и на федеральном уровне

3. Тарифы и нормы действительно стимулирующие энергосбережение.

4. Информационная база ЭнЭф решений и проектов

5. Обобщение зарубежного опыта и рекомендации

6. Скоординированная и системная подготовка кадров

Выводы и предложения

(СПб, октябрь 2011)

- Адекватных мер по стимулированию рынка ЭнЭф проектов и особенно управления со стороны спроса, требуют и экономическая и политическая ситуации – методологическое сопровождение.

- Данный Рынок без соответствующих регуляторов и поддержки может быть еще долго волатилен и не дать ожидаемых реакций и эффекта – комплексная и системная работа в регионах.

- Нехватка кадров, проводников информационного поля – координация ЭнЭф проектов на уровне федеральных, региональных отраслевых структур.

Основные рынки ЭнЭф проектов в строительстве

Основные направления развития рынка ЭЭ в промышленном и гражданском строительстве:

1. При проектировании

2. На промышленных предприятиях (стройматериалы и стройиндустрия)

3. Во время проведения работ (строительство, реконструкция, капремонт)

4. Эксплуатация?

5. Внешние сети?

Локальная генерация?

Распределение эксплуатационных затрат типового здания

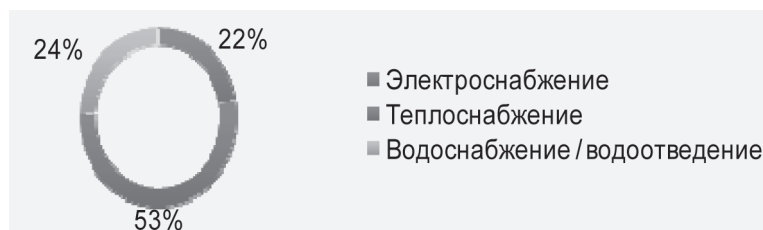


Рис. 2. Распределение эксплуатационных затрат типового здания

Распределение затрат на протяжении жизненного цикла здания



Рис. 3. Распределение затрат на протяжении жизненного цикла здания

Теория и практика механизмов системных ошибок при реализации ЭЭ.

1. Игнорирование экономических законов – проблема тарифов, банкротств и дисбалансов.

Псевдозэкономические методы ведут к:

- дальнейшему сверхнормативному износу инфраструктуры,
- банкротству муниципальных и коммунальных организаций
- росту задолженности Газпрому (15 регионов, 110 млрд. руб на 26.03.12)

Пример динамики задолженности за газ в Вологодской обл. (сотни млн. Руб. на февраль)

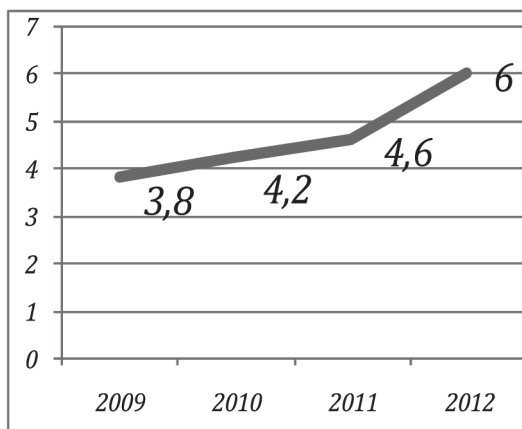


Рис. 4. Пример динамики задолженности за газ в Вологодской обл.

– дальнейшей супермонополизации (от добычи до мелкой розницы)

...и рост у собственной генерации

2. Не скоординированность действий – распыление средств.

- Федеральный уровень:

Отраслевые стратегии напрямую влияющие на рынок энергоэффективности не увязаны между собой и лишь некоторые опираются на признанную устаревшей Концепцию долгосрочного развития до 2020 года...

- Региональный уровень:

Отраслевые стратегии в свою очередь не коррелируют с региональными программами энергосбережения и т.д...

3. Не сформированный не управляемый спрос – хаотичные тренды сиюминутных выгод.

- Отсутствие скоординированной стратегии позволяет участникам рынка действовать в рамках сиюминутных выгод в ущерб стратегическим интересам не только государства, но и своим собственным...

- Главные критерии принятия решения минимальные единовременные затраты и кратчайший период окупаемости...

4. Профкомпетентность – дефицит компетентных кадров (необразованность и непросвященность)

5. Поведенческие стереотипы – не учитываются; изменяются тем медленнее, чем далее осознание результата от действия.

6. Низкий спрос как основной барьер на пути внедрения ЭЭ проектов

Спрос (мотивации) участников рынка (интеграторов и потребителей) формируется и управляется следующими механизмами:

- Экономическими стимулами (выгодно / не выгодно)

- Законодательной и нормативной базой (должен / обязан) (выгодно / не выгодно) (нормирование и стандарты)

- Информированностью (достаточность информации для принятия решений)

- Учетом и воздействием на психологические особенности участников рынка (стереотипы, менталитет)

Рост внедрения собственной генерации предприятиями,
(2011 г. в % к 2010 г)

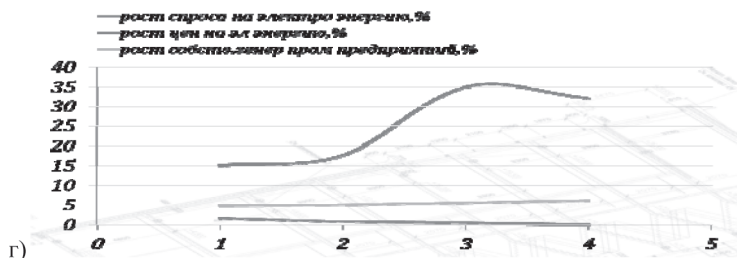


Рис. 5. Рост внедрения собственной генерации предприятиями, (2011г в % к 2010 г)

Основные механизмы поддержки, сопровождения и реализации ЭнЭф проектов и программ:

1. Эконом.стимулирования и сопровождения.
2. Информационно-образовательного обеспечения.
3. Нормативно-законодательной поддержки.
4. Внедрения технологических инноваций.

Циклическая матрица смены приоритетов в ЭЭ проектах и программах



Рис. 6. Циклическая матрица смены приоритетов в ЭЭ проектах и программах
Ресурсообеспечение – приоритет кадры

1. Профессиональная подготовка и переподготовка по энерго-эффективным решениям и проектам в различных сферах.
2. Аттестация на профкомпетентность административных работников.
3. Формирование центров профессионального образования, в т.ч. дистанционных
4. Формирование демонстрационных зон высокой энергетической эффективности

5. Формирование единых информационных баз в области энергоэффективности

Выводы по основным европейским трендам в ЭЭ

1. Интеграция энергетических систем в здания
2. Взаимодействие здания с окружающей средой (городской микроклимат)
3. Глобальное управление спросом на энергию
4. Оценка потенциала возобновляемой энергии как зрелой альтернативы
5. Анализ эволюции энергосистем и процессов

Выводы по практическим приоритетам в инженерных системах

1. Любая тепловая генерация должна производиться по когенерационной (тригенерационной) схеме.

2. Альтернативные источники энергии сегодня составляют зрелую альтернативу и могут быть целесообразно использованы в региональных энергобалансах.

3. Утилизация низкопотенциального тепла (низкотемпературные турбины и т/насосы) – одно из новых направлений повышения энергетической эффективности.

4. Вентиляция с рекуперацией – экономически обоснованное решение сегодняшнего дня.

5. Умные сети (смарт grids) – те перспективы, к которым нужно готовиться сегодня.

Маркин В. В. – вице президент НП «Объединение союза энергетиков Северо-Запада России», автор пяти монографий, более 70 статей.

Тел.8 812 327-70-22

e-mail: markin25@yandex.ru

МИФЫ ОБ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРИБОРАХ И РЕАЛЬНОСТИ

С. Н. Руденко

1. Влияние магнитных примесей, содержащихся в потоке сетевой водопроводной воды.

Ферромагнитные молекулы и частицы, содержащиеся в воде, практически никак не сказываются на результатах измерений расхода, потому что их концентрация в водопроводной воде очень мала. Но, если произойдёт накопление таких частиц в канале, вернее в отложениях на стенках канала, то они действительно могут вызвать искажение магнитного поля в канале и привести к дополнительной погрешности измерения расхода.

Да, такое явление имело место в некоторых приборах ранних разработок. В современных же приборах это явление отсутствует, потому что магнитное поле в них не постоянно. В каждом цикле измерений имеется пауза, в течение которой поле выключено, поэтому молекулы магнетита и другие ферромагнитные частицы не удерживаются на стенках канала и электродах и смываются потоком воды.

2. Влияние механических загрязнений потока воды глиной, землёй, песком, ржавчиной, соединениями кальция, карбонатами и прочими примесями.

Имеются в виду нейтральные механические примеси, то есть не магнитные и неэлектропроводящие.

Такие примеси практически не влияют на показания электромагнитных приборов, тем более, что их концентрация в водопроводной воде очень мала.

3. Влияние ионов различных химических элементов и солей, содержащихся в воде, изменяющих её электрическую проводимость.

Да влияет, но не так, как многие думают. Такие примеси всегда есть в воде, причём в достаточно большом количестве, и они играют не отрицательную, а положительную роль, так как повышают точность измерений электромагнитных приборов. Наоборот отрицательно влияет их недостаток и особенно их полное отсутствие. Но такой воды реально, в трубопроводах ЖКХ, не бывает. Даже дистиллированная вода, являющаяся изначально изолятором, на-

ходясь на открытом воздухе, уже через несколько часов становится нормально проводящей (для электромагнитных приборов) из-за её насыщения свободными электронами и различными ионами, которые всегда в большом количестве содержатся в воздухе.

Электромагнитные приборы широко применяются в химической промышленности для измерения расхода растворов различных кислот и солей, которые, как известно, являются довольно хорошими проводниками тока.

4. Влияние вязкости жидкости.

Вязкость, сама по себе, не влияет на показания электромагнитных приборов, а влияет только на положение зоны перестройки потока из ламинарного в турбулентный. Вязкость влияет на число Рейнольдса и, как следствие, на положение зоны перестройки течения из ламинарного режима в турбулентный. Это вызывает небольшой излом калибровочной характеристики некоторых приборов, их нелинейность. Эта нелинейность может достигать 1–2%, а не 20–30%, как некоторые думают. Это одно из больших достоинств приборов электромагнитного типа. Реальная величина этой погрешности зависит от конструкции канала и распределения магнитного поля в нём.

Если погрешность 1% допустима, что можно обеспечить правильным выбором прибора, то и проблемы нет. Если же не допустима, но условия эксплуатации таковы, что прибор всегда работает в турбулентной области течения измеряемой жидкости, то этого излома вообще нет и поэтому, в этом случае, приборы можно калибровать на воде, а потом, без потери точности, использовать для измерения расхода, например, сметаны. Что и делается повсеместно в молочной промышленности.

У приборов с прямоугольным сечением измерительного канала и с правильным распределением магнитного поля в нём эта нелинейность вообще отсутствует, то есть практически равна нулю, что проверено экспериментально на реальных приборах. Поэтому у таких приборов вязкость вообще не влияет на погрешность измерения во всём диапазоне расходов, включая ламинарную и турбулентную область течения.

5. Влияние искажения профиля скоростей потока.

В отличие от всех других типов приборов, электромагнитные приборы являются единственными у которых напряжение на электродах зависит от интеграла по всему объёму измерительного участка канала, а не от локальных скоростей в каких-то конкрет-

ных точках или на каких-то линиях (например, хордах). Именно поэтому, при правильном распределении магнитного поля в измерительном участке канала, они наименее чувствительны к искажения профиля скоростей потока. А приборы с прямоугольным каналом вообще их не чувствуют. Это одно из больших достоинств приборов электромагнитного типа.

6. Влияние масляной плёнки.

В последнее время такие заявления стали не редкостью. Хочет-ся спросить у авторов таких заявлений: А как же тогда работают электромагнитные приборы при измерении расхода смеси нефти с водой, применяемые в нефтяной промышленности? И в курсе ли они, что такие приборы серийно производятся и реально эксплуатируются в нефтяной промышленности.

Более того, имеются электромагнитные приборы, измеряющие даже расход чистого трансформаторного масла, являющегося очень хорошим диэлектриком. Такие приборы даже электродов, контактирующих с маслом, не имеют, так как в этом нет необходимости (что уж тут говорить о тонкой плёнке масла?). Вы спросите, а почему же для ЖКХ такие приборы не делают? Да потому, что: во первых по водопроводным трубопроводам ЖКХ течёт вода, а не масло и примесь масел в этой воде совершенно не допустима (если это масло не сливочное), а во вторых такие приборы дороже из-за особенностей их конструкции и дополнительных технологических сложностей их производства. Вы же не захотите покупать более дорогие приборы только потому, что существует ничтожно малая вероятность попадания масел в сетевую воду? Между тем, наличие даже ничтожного количества в масла в воде очень легко определяется. Наверное, все помнят радужные разводы в некоторых лужах? Так вот толщина масляной плёнки при этом составляет всего несколько слоёв молекул, то есть несколько сотых долей микрона (не миллиметра, а именно микрона). За всю свою жизнь я ни разу не видел радужной масляной плёнки на воде, набранной из крана сетевого водопровода. Хотя слышал о единичном случае попадания масла в водопровод в одном городе. Ну так это же аварийная ситуация, которую надо срочно устранять! И причём тут приборы учёта? В общем, проблема надумана, высосана из пальца конкурентами электромагнитных приборов.

Судите сами, какая интересная получается картина: «Пусть масло в водопроводной воде присутствует, а мы будем эту смесь воды с маслом – измерять! Нам только приборы нужны соответ-

ствующие». А я думаю, сама постановка вопроса о том, чтобы приборы учёта потребления сетевой водопроводной воды измеряли воду в масле – абсурдна. Если у Вас в воду попало масло, то надо бороться с этим маслом, а не искать приборы учёта, измеряющие эту смесь.

7. Снижение чувствительности (занижение показаний) из-за зарастания стенок и электродов соединениями кальция, железа, карбонатами и другими примесями, содержащимися в воде.

Этому подвержены все приборы, но именно электромагнитные – в меньшей степени, так как измерительный канал (в отличие от приборов других типов) футерован фторопластом-4, у которого, как известно, коэффициент адгезии практически равен нулю, к нему ничего не прилипает, он ничем не клеится. Электроды прибора выполнены из нержавеющей стали марки 12Х18Н9Т, на которой, при специальной её обработке, тоже почти ничего не нарастает.

Более того, небольшой налёт (отложения) на электродах не только не вредит, а наоборот, положительно сказывается на работе всех электромагнитных приборов. Всем разработчикам и производителям электромагнитных приборов хорошо известно, что при первичной установке прибора на проливную установку (после его изготовления), шум с электродов очень велик, но в первые часы работы прибора он постепенно уменьшается. Через сутки он уменьшается в несколько раз, а через двое-трое суток достигает своего минимального значения и дальше почти не изменяется. За это время на поверхности электродов образуется небольшой налёт. Если его смыть, то шум снова возрастёт до первоначального и всё придётся начинать сначала. А если же, не смывая налёт, просушить прибор и снова поставить его на проливную установку, то шум снизится до минимального значения за 0,5–2 часа. Те, кто использует электромагнитные приборы в качестве эталонных на своих проливных установках и имеют возможность часто проверять их в составе проливной установки по эталонному баку, знают, что в дальнейшем (в течение нескольких месяцев), приборы становятся ещё стабильнее и точнее, вопреки расхожему мнению о том, что отложения на электродах вызывают погрешность измерения расхода. Это выражает лишь некомпетентность и дилетантизм авторов таких мнений.

Проводимость отложения на стенках канала тоже играет положительную роль. Дело в том, что скорость потока в канале (при постоянном расходе) обратно пропорциональна квадрату диаметра

канала, а расстояние между электродами пропорционально диаметру (с учётом толщины отложений). Поэтому при уменьшении диаметра канала (из-за роста отложений) сигнал с электродов с одной стороны должен расти в квадрате от уменьшения диаметра, а с другой стороны уменьшаться в первой степени от уменьшения диаметра. В итоге сигнал должен расти в пропорционально обратно пропорционально диаметру канала (с учётом отложений) и прибор должен показывать положительную погрешность. Но, к счастью, отложения являются электропроводящими и немного шунтируют электроды, уменьшая сигнал, и следовательно погрешность измерения. Но, как известно всё хорошо в меру. И какова же эта мера? Она очень проста: если проводимость отложений равна проводимости измеряемой воды, то происходит полная компенсация погрешности. Если же проводимость отложений будет выше, чем измеряемой воды, то появится отрицательная погрешность (занижение показаний). К счастью проводимость отложений в водопроводах ЖКХ в основном как раз близка к проводимости воды, поэтому электромагнитные приборы, в таких случаях, почти не чувствуют отложений даже приличной толщины. Но так бывает не везде. В некоторых регионах отложения на стенках канала имеют проводимость значительно выше, чем воды и тогда у прибора может возникнуть значительная погрешность, вплоть до 15–30%. Это встречается очень редко, но конкурентами используется очень часто, что и вводит людей в заблуждение, будто это наблюдается сплошь и рядом.

Надо ещё иметь в виду и то, что толщина и проводимость отложений, кроме всего прочего зависит ещё и от конкретной марки прибора, алгоритма работы его магнитной системы.

В итоге отложения в каналах электромагнитных приборов в основном играют положительную роль, заключающуюся в уменьшении погрешности измерения расхода, хотя и не всегда.

8. Снижение диапазона измерений из-за зарастания стенок и электродов соединениями кальция, железа и другими примесями, содержащимися в воде.

Очень многие думают, что именно эти отложения и являются причиной снижения диапазона измерений в течение МПИ. На самом деле это не так.

На диапазон измерений эти отложения почти не влияет, потому что они приводят к изменению угла наклона калибровочной характеристики, но не приводят ни к смещению нуля прибора ни

к росту шумов. А основными факторами, ограничивающими и снижающими диапазон измерений, являются именно нестабильность смещения нуля и шумы. При малом смещении нуля прибора изменение угла наклона из-за чрезмерного шунтирования электродов приводит к погрешности, величина которой не зависит от расхода. То есть, если погрешность от этого шунтирования на максимальном расходе составляет 1%, то и на расходе 1:1000 она тоже будет 1%. Но, если смещение нуля у прибора велико, то с ростом степени шунтирования диапазон будет уменьшаться, но совсем не значительно. Это легко можно показать и математически и графически.

9. О невозможности достижения честного динамического диапазона 1/1000.

Крылатые выражения по этому поводу: «Этого не может быть, потому что этого не может быть!», «Природу не обманешь!».

Многие пишут о том, что диапазоны 1:500 и 1:1000, заявляемые некоторыми фирмами-производителями – завышенные, «не честные». В этом есть и правда и неправда. Правда состоит в том, что действительно часть таких приборов не проходит поверку после истечения срока межповерочного интервала (МПИ). При этом приводятся графики реальной погрешности, из которых видно, что фактический диапазон некоторых приборов составляет 100, а то и 25. А не правда состоит в том, что при этом замалчивается, что часть приборов, всё таки, успешно проходит поверку и действительно показывает диапазон 1000 при погрешности на минимальном расходе порядка 5 %. Напомню, что по истечении МПИ допускается погрешность вдвое выше паспортной. Поэтому, если в паспорте указано 1% вверх и 2% (или 3%) вниз, то по истечении МПИ допускается 2% и 4-6% соответственно.

Очень показателен пример исследования, проведенного одной известной Российской фирмой, производящей электромагнитные приборы с диапазоном 1:1000.

По понятным причинам (чтобы не делать ей одной рекламу) я не буду указывать её название. С объектов было снято 27 приборов Ду50 для поверки по истечении срока МПИ (4 года). Паспортная погрешность приборов – 1% вверх и 3% вниз. Все приборы без промывки были поставлены на проливную установку и тщательно поверены на расходах 1 – 1:2 – 1:10 – 1:30 – 1:100 – 1:200 – 1:500 и 1:1000. На каждом расходе проливка повторялась по 4 раза. Об-

наружилось, что 2 прибора оказались неисправными, а у одного – очень большая погрешность. После этого все приборы были сняты, их каналы промыты, вновь поставлены на проливную установку и поверены по той же программе (24 прибора). Результаты:

До промывки:

В диапазоне от 1 до 1:30 у 23-х приборов (96%) погрешность не превысила 1%.

В диапазоне от 1 до 1:100 у 22-х приборов (92%) погрешность не превысила 1,6%.

В диапазоне от 1 до 1:1000 у 20-и приборов (83%) погрешность не превысила 5%.

То есть только 4 прибора из 24-х не прошли поверку по диапазону 1:1000.

После промывки:

Практически ничего не изменилось. У некоторых приборов погрешность немного выросла, а у некоторых немного уменьшилась, но в общем всё осталось по прежнему.

Обращаю Ваше внимание на то, что 23 прибора из 24-х в диапазоне от 1 до 1:30 показали погрешность не более 1%. А это значит, что дополнительная погрешность от отложений на стенках канала не превзошла даже 1%.

Что бы кто ни говорил, а я лично многократно убеждался в том, что электромагнитные приборы с диапазоном 1:1000 – это реальность. При этом я совершенно согласен с оппонентами в том, что далеко не все приборы и не во всех условиях эксплуатации выдерживают такой диапазон в течение всего срока МПИ. Но приборы продолжают совершенствоваться и улучшать свои метрологические характеристики. Аналогично можно сказать и об ультразвуковых приборах. Далеко не все они и не во всех условиях эксплуатации выдерживают свои паспортные метрологические характеристики в течение всего срока МПИ.

По поводу крылатых выражений:

Действительно, природным ограничителем диапазона является шум (тепловой и электрохимический), но до этого ограничения, даже при диапазоне 1/1000 ещё далеко, так что природа тут не причём.

Например: Для прибора Ду15 ПРЭМ-4 моей разработки сигма шума = 0,15 л/час (типовое значение). При доверительном интервале, равном 2 сигма, то есть с вероятностью 95% шум составляет 0,3 л/час, а при времени интегрирования (времени проливки «одной

точки») 900 секунд – всего 0,01 л/час. Сравнивая это значение с 1/1000 расхода для Ду15, то есть с 5 л/час, получаем, что погрешность от шума составляет всего лишь 0,2%. А говорим же мы сейчас о паспортных значениях погрешностей (на минимальном расходе), которые составляют 2–5% и о фактических погрешностях некоторых приборов (на расходе 1/1000) в десятки процентов. Так что шум не является природным препятствием для достижения динамического диапазона 1/1000 и даже для 1/10000.

Влияние температуры на вязкость воды так же не является ограничением расширения диапазона измерения расхода электромагнитными приборами. Ведь на малых расходах, таких, как 1:500, 1:1000 и меньших течение всегда заведомо ламинарное при любой вязкости воды в диапазоне температур от 1 до 150 °С. Поэтому все попытки объяснить ограниченность диапазона многих приборов гидродинамикой так же не состоятельны и не выдерживают никакой критики.

Истинные причины, долгое время ограничивающие расширение диапазона, оказались совсем другими и к настоящему времени, к счастью, найдены и устранены. В результате этого выяснилось, что теперь можно делать электромагнитные приборы с диапазоном измерения даже 10 тысяч, и даже с круглым сечением канала.

Сведения об авторе:

Руденко Сергей Николаевич,

Зам.главного конструктора ЗАО «НПФ Теплоком»,
Санкт-Петербург.

тел. 8-812-600-03-03 доб. 351, моб. 8-916-659-46-11

E_mail: rsn@teplocom-holding.ru

ОЦЕНКА ПРЕДЕЛОВ ДОПУСКАЕМОЙ ПОГРЕШНОСТИ УТЕЧЕК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ ВОДЯНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

М. Н. Бурдуний, А. А. Варгин

В связи с постоянным удорожанием энергоресурсов, в том числе и тепловой энергии, поставляемой по водяным системам теплоснабжения (далее для краткости ВСТ), повышаются требования и к достоверности измерений утечек теплоносителя из тепловых сетей. Конкретизируя определение понятия «утечки теплоносителя» (далее также – утечки) в данной работе полагается, что это масса теплоносителя, потерянного в тепловой сети и ее значение получается с помощью средств измерений. Далее рассматриваться будут только закрытые ВСТ. При определении утечек в открытых ВСТ, возникает ряд специфических особенностей, которые нуждаются в отдельном анализе.

На практике утечки принято разделять на нормативные и сверхнормативные. Нормативные утечки в ВСТ включают в себя технически обоснованные и оформленные в установленном порядке потери сетевой воды, возникающие, например, при пусковом заполнении новых тепловых сетей или при технологических сливах в действующих сетях после плановых работ и испытаний, или в средствах автоматического регулирования и защиты, где предусмотрены сливы и т.п.

Методики определения и учета нормативных утечек и потерь тепловой энергии с ними при коммерческом учете действуют достаточно эффективно. Нормативные утечки, определенные по соответствующим методикам за расчетный период, списываются по актам и относятся по балансовой принадлежности тепловых сетей. Однако наибольшие проблемы при коммерческом учете доставляют сверхнормативные утечки, которые в российских условиях, как правило, значительно превышают нормативные. Причинами таких утечек являются изношенность тепловых сетей несанкционированный отбор теплоносителя и т.п.

В экономически развитых странах, (например, странах ЕС), сверхнормативные утечки по существу отсутствуют. Это убедительно видно на источнике тепловой энергии по количеству воды, израсходованной для подпитки ВСТ с целью восполнения

потерянного теплоносителя (попутно можно оценить и потери тепловой энергии вместе с утечками). В странах ЕС масса подпитки ВСТ мала и совпадает с нормативными утечками. В России для подпитки закрытых ВСТ, как правило, приходится выполнять подготовку значительного количества исходной холодной воды, осуществляя ее механическую и химическую очистку, деаэрацию и нагрев. Это приводит не только к чувствительным расходам, но и к необходимости работы источников тепловой энергии в нештатных режимах, т.е. обслуживания фактически открытых ВСТ.

Поэтому в сложившемся положении российские теплоснабжающие организации вынуждены искать способы сокращения подобных издержек. Самым эффективным и правильным оказывается переложение расходов за сверхнормативные утечки на виновников их возникновения. Но такой подход требует достоверного определения утечек у всех потребителей, обслуживаемых данным источником тепловой энергии.

Очевидно, что единственный способ достоверного определения утечек в закрытых ВСТ — применение соответствующих средств и методов измерений массы отобранного из сети теплоносителя. Поэтому о необходимости приборного определения утечек в закрытых ВСТ говорится в основополагающем документе «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» и в добавленных к нему инструктивных материалах, опубликованных в официальных бюллетенях «Вестник Госэнергонадзора». Эти документы можно найти в едином сборнике [1].

Для определения утечек по [1] требуется к теплосчетчику, предназначенному для закрытых ВСТ, на второй трубопровод добавить средство измерений количества теплоносителя. При этом уравнение измерений тепловой энергии Q остается прежним:

$$Q = \int_{\tau_0}^{\tau_1} m_1(h_1 - h_2) d\tau \quad \text{или} \quad Q = \int_{\tau_0}^{\tau_1} m_2(h_1 - h_2) d\tau, \quad (1)$$

но дополнительно необходимо рассматривать зависимость для определения массы теплоносителя M , являющейся утечками:

$$M = M_1 - M_2 = \int_{\tau_0}^{\tau_1} m_1(\tau) d\tau - \int_{\tau_0}^{\tau_1} m_2(\tau) d\tau \quad (2)$$

или

$$M = \int_{\tau_0}^{\tau_1} (m_1 - m_2) d\tau, \quad (3)$$

где в приведенных формулах принято: h_1 и h_2 — значения удельных энтальпий теплоносителя, усредненные по измерительным сечениям подающего и обратного трубопроводов, в которых массовые расходы m_i определяются через измеряемые объемные расходы q_i как:

$$m_i = \rho_i q_i \quad (4)$$

где ρ_i — средняя плотность теплоносителя в измерительном сечении i трубопровода, причем, в (1)–(4) и далее, нижние индексы у всех параметров теплоносителя соответствуют: $i = 1$ — подающему, а $i = 2$ обратному трубопроводам. Интегрирование в (1)–(3) и далее ведется по времени τ от начала расчетного периода τ_0 и до его окончания τ_1 . Далее полагается, что значения плотности и удельной энтальпии воды при реализуемых в ВСТ значениях давления, зависят от него слабо и являются функциями только температуры t , т. е. $\rho_i = \rho_i(t_i)$ и $h_i = h_i(t_i)$.

Однако на практике все оказывается значительно сложнее. Если использовать указания [1], то определение утечек по (3) или (4) следует осуществлять путем определения разности двух близких значений, измеряемых величин (M_1 и M_2 , либо m_1 и m_2) в подающем и обратном трубопроводах, полученных с помощью двух групп средств измерений объемного расхода и температуры, причем все они имеют свои погрешности и со своими знаками. В настоящее время именно этот подход повсеместно и реализуется, несмотря на то, что относительная погрешность определения утечек оказывается неприемлемо большой.

В работах [2] и [3] наглядно показано, что при таком методе определения утечек погрешность их измерений будет десятки и даже сотни процентов. Поэтому, например, может оказаться, что по показаниям средств измерений значительная утечка будет даже в заведомо закрытой ВСТ. К тому же в действующих нормативных документах, в том числе и [1], какие-либо нормы для допускаемой погрешности измерений величин $M_1 - M_2$ или $m_1 - m_2$ отсутствуют. Применяемые на практике критерии наличия утечек или их отсутствия, как правило, вводятся на местах частным образом и не имеют убедительных правовых обоснований, вызывая при этом споры и даже конфликты контрагентов, переходящие, в том числе и в судебные разбирательства.

Выход из создавшегося положения видится один — радикальное повышение точности измерений утечек, что, по мнению авторов настоящей работы, сводится, как и в открытых ВСТ, к повышению

точности измерений величины разности расходов теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах Δt , т. е.

$$\Delta t = m_1 - m_2. \quad (6)$$

Следует отметить, что предложенный в [3], а также других, публикациях И. Ю. Шешукова, метод повышения точности измерений утечек касается единичных узлов учета на крупных источниках тепловой энергии. Тогда как авторы в данной, и других своих публикациях рассматривают пути повышения точности измерений утечек, с помощью серийно выпускаемых теплосчетчиков, число которых идет на тысячи и когда все работы (градуировка, поверка и т.д.) приходится выполнять одновременно для больших партий средств измерений, и здесь подходы нужны принципиально иные, чем в [3]. Поэтому пока сравнивать два этих метода не имеет смысла. Области их применения различны.

По мнению авторов настоящей работы для существенного уменьшения погрешности измерений утечек, в теплосчетчиках для закрытых ВСТ должны применяться не только согласованные пары (комплекты) термопреобразователей, но и комплекты преобразователей расхода. Используя два одиночных преобразователя расхода получить приемлемую точность определения утечек, принципиально невозможно, особенно если $\Delta t = 0$. Однако именно это значение должно штатно реализоваться в закрытых ВСТ. Оценить относительную погрешность измерений утечек при $\Delta t = 0$ нельзя даже по методу, предложенному в [3].

Ниже будет приведен метод измерений, который при наличии комплектов преобразователей температуры и расхода, установленных на подающем и обратном трубопроводах в теплосчетчиках для закрытых ВСТ, позволяет даже при $\Delta t = 0$ получить приемлемое значение относительной погрешности измерений утечек.

Следует отметить, что все вопросы, касающиеся комплектов термопреобразователей, применяемых в теплосчетчиках, решены на должном уровне и изложены в международных стандартах, например, в группе из шести стандартов EN 1434 стран ЕС в версии 2006 г., аутентичные переводы, которых являются теперь и российскими стандартами. Все, что нужно в этих стандартах имеется, и обсуждать их не имеет смысла. А вот, что касается применения комплектов преобразователей расхода в теплосчетчиках для закрытых ВСТ, то эту проблему необходимо решать только в России и странах СНГ, где ситуация аналогична.

Суть предлагаемого метода повышения точности измерений утечки в закрытых ВСТ заключается в том, чтобы в теплосчетчиках применять комплекты преобразователей расхода, проградуированные по разности расходов в подающем и обратном трубопроводах, воспроизводимой, с высокой точностью. При этом следует принимать во внимание, что в теплосчетчиках применяются преобразователи объемного расхода (электромагнитные, ультразвуковые, вихревые и т.п.), поэтому в (6) необходимо из величины $m_1 - m_2$ выделить разность объемных расходов $q_1 - q_2$, которая и будет измеряться комплектом преобразователей объемного расхода. Тогда для измерений значения $q_1 - q_2$, может комплект (согласованная пара) преобразователей объемного расхода, должна быть проградуированной при нескольких значениях разности объемных расходов, воспроизводимой с высокой точностью на специальной установке [2], во всем диапазоне изменения $q_1 - q_2$.

Величину $q_1 - q_2$ можно получить из $m_1 - m_2$ после проведения эквивалентных преобразований:

$$m_1 - m_2 = \rho_1 q_1 - \rho_2 q_2 = \rho_1 q_1 - \rho_2 q_1 + \rho_2 q_1 - \rho_2 q_2.$$

Отсюда, после приведения подобных, получается

$$m_1 - m_2 = q_1(\rho_1 - \rho_2) + \rho_2(q_1 - q_2). \quad (7)$$

Причем (7) необходимо записать в следующем виде:

$$m_1 - m_2 = q_1(\rho_1 - \rho_2) + \rho_2 \Delta q, \quad (8)$$

Запись (8), говорит о том, что разность значений объемных расходов в подающем и обратном трубопроводах $q_1 - q_2$ измеряется именно с помощью комплекта преобразователей объемного расхода как одна величина Δq , по градуировочной характеристике этого комплекта:

$$\Delta q = \Delta q(u_1, u_2), \quad (9)$$

где u_1 , и u_2 — выходные сигналы с преобразователей расхода, составляющих комплект, причем

$$q_1 = q_1(u_1) \text{ и } q_2 = q_2(u_2). \quad (10)$$

Для определения утечки теплоносителя с удовлетворительной относительной погрешностью достаточно использовать запись измеряемой величины в виде (8), а также иметь градуировочные характеристики комплекта преобразователей расхода (9) и их индивидуальные градуировочные характеристики (10), полученные

методике, разработанной в [2] для открытых ВСТ. Эффективность применяемого подхода может быть показана на основании оценки предельных значений погрешности (со знаками плюс и минус) возникающей при реализации данного метода.

Пределы относительной погрешности измерений величины $\Delta m = m_1 - m_2$, записанной в виде (8) можно оценить исходя из предельных значений составляющих с учетом их корреляции по формуле:

$$(\delta_{\Delta m})_{\max} = \pm (\left| \delta_{q1} \right|_{\max} + \left| \delta_{\Delta \rho} \right|_{\max} + \left| \delta_{\rho 2} \right|_{\max} + \left| \delta_{\Delta q} \right|_{\max}) \cdot \quad (11)$$

Очевидно, что по (11) получается оценка, возникающая в самом не благоприятном случае, когда все составляющие имеют наибольшие значения и наибольшую корреляцию. Запись в (11) означает, что оценка наибольшего значения погрешности утечки Δm определяется со знаками плюс и минус как сумма оценок наибольших абсолютных значений физических параметров, входящих в (8), т.е. объемного расхода в подающем трубопроводе q_1 , разности плотностей в трубопроводах $\Delta \rho = (\rho_1 - \rho_2)$, плотности в обратном трубопроводе ρ_2 и разности объемных расходов в подающем и обратном трубопроводе Δq .

Чтобы определить примерное значение оценки $(\delta_{\Delta m})_{\max}$ целесообразно рассмотреть конкретный пример. Пусть для определенности в закрытой ВСТ температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах будут $t_1 = 70^\circ \text{C}$ и $t_2 = 50^\circ \text{C}$, т. е. разность температур $\Delta t = 20^\circ \text{C}$, что соответствует одному из наименьших значений, установленных в [1]). Далее следует воспользоваться результатами работы [4], где показано, что погрешности измерений плотности, энтальпии теплоносителя в трубопроводах, а также погрешности их разностей их значений в подающем и обратном трубопроводе при определении оценочных значений, можно практически без потери точности заменить погрешностями соответствующих им значений температур и разностей температур (такой подход применяется и в международных стандартах, например, EN 1434), т. е.:

$$\left| \delta_{\Delta \rho} \right|_{\max} \approx \left| \delta_{\Delta t} \right|_{\max} ; \left| \delta_{\rho 2} \right|_{\max} \approx \left| \delta_{t2} \right|_{\max} \quad (12)$$

Очевидно, что оценки наибольших значений погрешностей измерений параметров теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах необходимо брать только из действующих в России нормативных документов. Согласно [1], наибольшие значения от-

носительных погрешностей измерений температур t_1 и t_2 должны вычисляться исходя из установленного для них наибольшего значения абсолютной погрешности, т. е. $|\Delta t|_{\max} = 0,6 + 0,004t$. Тогда оценки наибольших значений относительных погрешности измерений t_2 получается как:

$$|\delta_{t2}|_{\max} = \frac{|\Delta t_2|_{\max}}{t_1} \times 100\% = \frac{0,6 + 0,004 \times 50}{50} \times 100\% = 1,6\% \quad (13)$$

Требования к пределам погрешности измерений разности температур с помощью пары датчиков температуры $|\delta_{\Delta t}|_{\max}$ в [1] отсутствует, но для этого можно использовать оценки, приведенные в уже упомянутых выше международных стандартах EN 1434. При этом следует отметить, что в международных стандартах в погрешностях средств измерений принято учитывать и все значимые не исключенные остатки составляющих погрешностей измерений, т.е. понятие погрешности средств измерений в международных стандартах адекватно понятию погрешности измерений с помощью рассматриваемых средств измерений в российских документах (при условии их правильного применения). Подробнее об этом говорится в [2]. Тогда значение $|\delta_{\Delta t}|_{\max}$ определяется как:

$$|\delta_{\Delta t}|_{\max} = \left(0,5 + \frac{3 \times \Delta t_{\min}}{\Delta t}\right) + \left(0,5 + \frac{\Delta t_{\min}}{\Delta t}\right) = \left(0,5 + \frac{3 \times 3}{20}\right) + \left(0,5 + \frac{3}{20}\right) = 1,6\%, \quad (14)$$

где в (14) принято $\Delta t_{\min} = 3^\circ\text{C}$ — характерное значение наиболее часто задаваемое для пары датчиков температуры, а также для значения $\Delta t = 20^\circ\text{C}$, установленного по [1].

Учитывая (12)–(14) получается $|\delta_{\Delta p}|_{\max} \approx |\delta_{\Delta t}|_{\max} = 1,6\%$ и $|\delta_{\rho 2}|_{\max} \approx |\delta_{t2}|_{\max} = 1,6\%$;

Для погрешности измерений расхода в подающем трубопроводе в соответствии с [1], можно положить $|\delta_{q1}|_{\max} = 2\%$;

Оценка погрешности измерений $|\delta_{\Delta q}|_{\max}$ приведена в [2] и составляет $|\delta_{\Delta q}|_{\max} = 2\sqrt{2}|\delta_{q1}|_{\max} = 5,6\%$. (с учетом того, что $|\delta_{q1}|_{\max} = 2\%$).

Таким образом, для рассмотренного выше примера, подставляя в (8) все определенные значения оценок отдельных составляющих получается, что оценка пределов **относительной** погрешности

измерений разности массовых расходов даже в самом не благоприятном случае не превысит значения $\delta_{\Delta m} = \pm 10 \%$. При этом следует особо подчеркнуть, что точность приведенного выше метода не зависит от значения утечки Δm , т. е. он применим и при $\Delta m = 0$. Тогда как традиционные методы для определения относительной погрешности утечки при ее нулевом значении, т. е. штатном значении для закрытой ВСТ, применять нельзя в принципе из-за необходимости деления на нуль.

На установке, описанной в [2], градуировку комплекта преобразователей объемного расхода можно проводить при различных значениях разности расходов Δq , которые воспроизводятся с высокой точностью ($\pm 0,2 \%$, и даже менее) начиная с $\Delta q = 0$ (при этом объемные расходы воды в двух трубопроводах одинаковы). Для закрытых ВСТ градуировку вполне достаточно провести еще в одной или двух точках составляющих, как правило, 5 и 10 % от верхнего предела измерений объемного расхода тогда уже можно с гарантией и высокой точностью измерять и большие утечки возникающие, например, при авариях.

Следует отметить также, что на установке, описанной в [2], можно воспроизвести весь диапазон разности расходов Δq . Кроме того, в правильно функционирующих закрытых ВСТ всегда должно выполняться условие $\Delta q > 0$, поскольку в них температура в подающем трубопроводе должна быть больше температуры в обратном трубопроводе, т.е.: $t_1 > t_2$, отсюда следует, что $\rho_2 > \rho_1$, и тогда из обязательного для закрытых ВСТ условия $m_1 = m_2$ и (4) следует, что $q_1 > q_2$.

Таким образом, полученное при определении утечки значение $\Delta q \leq 0$, будет свидетельствовать о нештатном функционировании закрытой ВСТ. Однако анализ данной ситуации выходит за рамки настоящей работы и требует отдельного рассмотрения.

Учитывая представленный выше анализ, можно сделать однозначный вывод, о том, что для измерений утечек в закрытых ВСТ с необходимой для практического применения точностью, теплосчетчики должны иметь в своем составе комплекты термопреобразователей и комплекты преобразователей объемного расхода, проградуированные по разности объемных расходов, воспроизводимых с требуемой точностью на специальной установке, описание которой приведено в [2].

Литература

1. Учет тепловой энергии и теплоносителя. — М.: ЗАО «Энергосервис», УМИТЦ Мосгосэнергонадзора, 2000. — 116 с.
2. Бурдуни́н М.Н., Варгин А.А. Метод повышения точности измерений тепловой энергии. Мир измерений, 2009, № 5.
3. Шешуков И.Ю. Об измерениях утечки воды и тепловой энергии. Законодательная и прикладная метрология, 2011, №1.
4. Кузник И.В., Тиунов М.Ю., Брюханов В.А. «Метрологические проблемы измерений тепловой энергии в открытых водяных системах теплоснабжения. Часть вторая» Законодательная и прикладная метрология 2000, № 6, с. 19 – 24.

Сведения об авторах:

Бурдуни́н Михаил Николаевич, технический директор,
burdunin@tbnenergo.com,

Варгин Александр Александрович, главный метролог,
vargin@tbnenergo.com

ООО «ТБН энергосервис», 123060, Россия, г. Москва, 1-ый
Волоколамский проезд, д. 10, стр. 5. Тел/факс (495) 789-90-75.

ПРИБОРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ЭНЕРГОАУДИТА

**Компания: ООО «Тэсто Рус»
С. Р. Вьялицин**

Немецкий концерн Testo AG является всемирно известным производителем портативного измерительного оборудования для различных отраслей промышленности.

Концерн Testo выпускает оборудование для применения в следующих отраслях: отопление, вентиляция и кондиционирование, холодильная отрасль, жилищно-коммунальное хозяйство, пищевая промышленность, нефтегазовая промышленность, тепловая энергетика, металлургическая промышленность, фармацевтическая промышленность, химическая промышленность, промышленность строительных материалов, машиностроение.

В структуру Testo Group входят 31 дочерних компаний по всему миру. На всех рынках, где представлено оборудование компании, бренд testo занимает лидирующие позиции.

В 2004 году руководство Testo AG приняло решение о самостоятельном выходе на российский рынок, до этого момента оборудование testo более 20 лет поставлялось на российский рынок через ряд дистрибьюторов. Российское отделение немецкого концерна testo AG, ООО «Тэсто Рус» было зарегистрировано в России в ноябре 2005 года «Тэсто Рус» является эксклюзивным поставщиком оборудования на рынок РФ.

Российское отделение компании имеет развитую сеть дилеров и партнеров в различных регионах РФ.

Компания оказывает техническую поддержку и осуществляет гарантийное и сервисное обслуживание приборов на территории РФ, а также оказывает услуги первичной и периодической поверки приборов на базе собственной лаборатории и в сотрудничестве с Ростест-Москва.

Энергоаудит – это обследование предприятий, домов и прочих конструкций, тратящих энергоресурсы прямо или косвенно, с целью определения эффективности энергопользования, оценки потенциала энергосбережения и разработки наиболее эффективных способов его реализации. Эта область технического консалтинга в своем современном виде сформировалась за последние 25 лет.

В России опыт практического массового энергоаудита насчитывает всего 7–8 лет.

Согласно Федеральному закону № 261-ФЗ от 23.11.2009г. обязательное энергетическое обследование ставит перед собой следующие цели и задачи: получение объективных данных об объеме используемых энергоресурсов, определение показателей энергоэффективности, определение потенциала энергосбережения и повышения энергоэффективности, разработка перечня типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности и проведение их стоимостной оценки. Для выполнения требований данного закона требуется около 30–32 тыс. специалистов по энергоаудиту. В настоящее время количество специалистов не превышает 4000–5000 человек.

С приборным обеспечением энергоаудита дело обстоит достаточно просто, хотя бы в силу того, что в российские фирмы могут применять оборудование иностранных производителей, имеющееся на мировом рынке без всякой адаптации. Достаточным условием является наличие сертификата Госстандарта. Кроме того, приборы должны регулярно проходить процедуру государственной поверки. Но подробнее об этом чуть позже

Цель инструментального обследования - восполнение информации, которая необходима для оценки эффективности использования энергоресурсов и не может быть получена из представленных документов или вызывает сомнение в ее достоверности.

Инструментальные средства применяются: для наладки технологических процессов и режимов работы оборудования; определения мест значительных потерь энергоресурсов, причин сбоев оборудования и т. п.

Одной из задач инструментального обследования является мониторинг фактического состояния объекта с целью оценки эффективности реализованных энергосберегающих мероприятий

Выбор прибора при инструментальном обследовании зависит от вида измерений. Для однократного измерения подходят портативные приборы. Балансовые измерения требуют использования стационарных приборов. Измерения с регистрацией данных возможны только с регистрирующими приборами.

К диагностическим измерительным приборам относится всего несколько требований. Как было сказано выше, все измерительные приборы должны быть зарегистрированы в Госреестре РФ и иметь сертификат Госстандарта содержаться в рабочем порядке и быть

поверенными в установленном порядке. Также, измерительные приборы должны отвечать требованию практического невмешательства в ход исследуемого процесса. К таким приборам относятся бесконтактные (инфракрасные) и контактные цифровые термометры, бесконтактные (фото/лазерные) тахометры, тепловизоры и др.

Типовые задачи инструментального аудита систем тепло- и водоснабжения:

Объект – водоснабжение, водоотведение.

Эксперимент – измерения и регистрация температуры и расхода воды; графики водопотребления; поиск трасс и мест утечек.

Объект – вентиляция и кондиционирование.

Эксперимент – измерение температуры и влажности воздуха внутри помещений и снаружи; определение скорости и температуры воздушного потока; измерение и длительная (суточная, недельная) регистрация температуры; оценка параметров электроприводов вентиляторов.

Объект – холодильные установки.

Эксперимент – измерение холодопроизводительности, потребляемой мощности холодильной машины; обследование электропривода компрессоров и насосов; определение графиков нагрузки.

Объект – котлы, печи, сушилки.

Эксперимент – Анализ состава и измерение температуры дымовых газов; измерение и регистрация температуры поверхности нагрева и теплоизоляции; измерение и регистрация расхода; оценка КПД котла; проверка качества воды; измерение и регистрация влажности.

Объект – здания и сооружения.

Эксперимент – оценка теплопередачи и состояния изоляции ограждающих конструкций; температурные и тепловизионные обследования

Разберем применение приборов в зависимости от вида измерения более подробно.

Теплотехнические измерения. Для расчета расхода сетевой воды используется расходомер. Для температуры сетевой воды- контактный и бесконтактный термометры. Для средней температуры воздуха в отапливаемых помещениях- воздушный термометр и термогигрометр.

Приборы testo для проведения данных измерений:

Измерение температуры бесконтактным методом с помощью testo 845.

Измерение влажности с помощью гигрометра testo 625 или многофункционального прибора testo 435.

Измерения в системах ОВКВ.

Температура воздуха в помещении – воздушный термометр, термогигрометр;

Средняя температура наружного воздуха – воздушный термометр, термогигрометр;

Скорость и Кратность воздухообмена – анемометр, многофункциональный измерительный прибор;

Приборы testo для проведения данных измерений:

Измерение параметров работы системы ОВКВ с помощью многофункционального прибора testo 435.

Измерения в котельной.

Режим параметров работы котла – анализатор дымовых газов, расходомер;

Параметры необходимые для составления фактического теплового баланса – термометр, расходомер;

Параметры характеризующие уровень атмосферных выбросов – анализатор дымовых газов;

Приборы testo для проведения данных измерений:

Измерение параметров работы котла с помощью анализатора дымовых газов testo 340; testo 330.

Нужно отметить, что приборы testo зарегистрированы в Государственном Реестре средств измерений РФ, и проходят регулярную поверку в аттестованных ЦСМ а также в лабораториях Тэсто Рус.

Наиболее часто встречающиеся комплекты приборов для энергоаудита:

- для промышленных предприятий: тепловизор, расходомер портативный, анализатор электроэнергии, малогабаритный пирометр, термометр контактный, газоанализатор, измеритель-регистратор, тахометр, анемометр, люксметр

- для сектора ЖКХ: тепловизор, расходомер портативный, анализатор качества, электроэнергии, малогабаритный пирометр, термометр контактный

- для административных зданий: тепловизор, расходомер портативный, анализатор качества, электроэнергии, малогабаритный пирометр, термометр контактный, люксметр, анемометр, измеритель-регистратор.

В настоящее время в комплексный энергоаудит промышленных предприятий обязательно входит испытание на эффективность горения для котлов а так же измерение КПД их работы

Анализаторы дымовых газов testo для энергоаудита

Максимальная эффективность, минимальные выбросы – таковы основные задачи газового анализа на современных предприятиях. Опциональные предварительные настройки газоанализатора значительно упрощают процесс решения стандартных измерительных задач:

- Анализ дымовых газов
- Мониторинг и контроль нормативов предельно допустимых выбросов в отработавших газах
- Проверка функциональности стационарных приборов, предназначенных для измерения выбросов
- Контроль и мониторинг концентраций газов в котельных и на компрессорных станциях.

Помимо ставшего бестселлером в области анализа дымовых газов **testo 330**, не менее востребованы при проведении энергоаудита **testo 340** и обновленная версия **testo 350**.

Благодаря компактному дизайну прибора в сочетании с надежным инженерным решением **testo 340** является идеальным анализатором для выполнения пуско-наладки, сервисного и технического обслуживания, а также проведения измерений в целях мониторинга.

Обновленная версия **testo 350** – это по-прежнему портативная модульная измерительная система, состоящая из блока анализатора и управляющего модуля. Однако инновационные дополнения, привнесенные разработчиками Testo, значительно повышают уровень удобства, как при работе с газоанализатором, так и во время проведения его сервисного обслуживания.

Использование анемометров и люкметров при проведении энергоаудита.

Анемометры используются для измерения производительности и установок систем ОВК, которое становится все более популярным. Кроме этого, осуществляется анализ распределительных систем, например, тестирование воздуховодов на утечки.

С помощью анемометров Testo так же можно выявить проблемы, связанные с ОВК, например, неправильно установленную температуру

Люкметр необходим для оптимизации осветительных нагрузок. Проведя исследования в одном из общественных зданий, в

каждой комнате которого было замерено освещение. Даже при небольшой выборке офисов была выявлена существенная разница в уровнях освещения помещений – от 500 до 1 300 люкс. Освещение некоторых помещений зачастую избыточно, следовательно, в них можно уменьшить количество ламп или светильников, тем самым начать экономить электроэнергию.

Регистрирующие приборы как инструменты энергосбережения.

Для долгосрочных измерений климатических параметров применяются «логгеры»,

Задачей логгеров является сбор статистической информации в месте расположения с периодичностью, заданной пользователем.

Копирование информации на компьютер осуществляется пользователем вручную по мере необходимости

Выбор модели осуществляется в зависимости от задач и условий окружающей среды.

Тепловизоры testo для энергоаудита.

Термография – это графическое представление распределения температуры на поверхности «твердого тела».

Тепловизоры могут конвертировать тепловое излучение в электрические сигналы и, таким образом, преобразовывать их в видимое изображение. Вы можете проводить неразрушающий контроль материалов и компонентов с тепловизором **testo 875**. Это позволяет Вам визуализировать источники проблем при обслуживании объектов и на производстве, еще до того как оборудование выйдет из строя. С **testo 875** Вы также легко обнаружите источники теплопотерь в строительной термографии и поможете своим клиентам сократить затраты на отопление.

На сегодняшний день компания Testo предлагает целую линейку тепловизоров- начиная с более простых моделей (с матрицей 160x120 пк) и заканчивая самыми сложными (с матрицей 640x480 пк). Руководствоваться при выборе того или иного прибора нужно целями и задачами предстоящей работы.

Тепловизионное обследование зданий производится с целью выявления скрытых дефектов строительства или дефектов, возникших в процессе эксплуатации – трещины в ограждающих конструкциях, некачественное заполнение стыковых соединений железобетонных панелей, просадка утеплителя на фасаде (при его наличии), места высоких потерь тепловой энергии в оконных и дверных проемах и т.д.

Тепловизионная съемка также позволяет определить параметры тепловой защиты здания, которые сравниваются с нормативными значениями. На основании проведенного исследования зданию присваивается класс энергоэффективности и заносится в энергетический паспорт здания.

Нововведением и особенностью тепловизоров testo в 2011 году стала технология **SuperResolution**.

Технология SuperResolution использует естественные движения руки человека в целях быстрого создания серии последовательных снимков. Для получения изображения используется специальный алгоритм и соответствующие расчеты. Как результат: в 4 раза больше показаний и значительное увеличение разрешающей способности ИК-изображения.

При использовании технологии SuperResolution регистрируются реальные значения измерений, которые можно сравнить с высоким разрешением детектора. Речь не идет о интерполяционном процессе, при котором создаются искусственные промежуточные значения без необходимости в какой-либо дополнительной информации.

Благодаря технологии SuperResolution изображение с разрешением 160 x 120 пикселей «превращается» в изображение с разрешением 320 x 240 пикселей, в то время как 320 x 240 пикселей генерируются в 640 x 480 пикселей и 1280x960 (для детектора 640x480). Таким образом, пространственное разрешение термограммы, созданной с помощью технологии SuperResolution, эффективно удваивается.

Помимо технологии SuperResolution тепловизоры testo обладают набором других удобных функций, позволяющих работать с объектом в более оптимальном режиме и с лучшим результатом.

Более подробную информацию можно получить на сайте www.testo.ru, и по телефону : 8(495) 221-62-13.

НОРМАТИВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ РЕН
1434-1-2011

ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ
ЧАСТЬ 1
ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ
EN 1434-1:2007
HEAT METERS – PART 1: GENERAL
REQUIREMENTS
(IDT)

**Настоящий проектстандарта не подлежит применению
до его утверждения**

Москва
Стандартинформ
2011

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным бюджетным учреждением «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ») на основе собственного аутентичного перевода на русский язык стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и Техническим комитетом по стандартизации ТК 445 «Метрология энергоэффективной экономики»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от _____. 2011 г. № ____ ст

4 Настоящий стандарт идентичен европейскому стандарту ЕН 1434-1:2007 «Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования».(ЕН 1434-1:2007 «Heatmeters.Part 1. Generalrequirements»).

Официальные экземпляры европейского стандарта, на основе которого подготовлен настоящий национальный стандарт, и стандартов, на которые даны ссылки, имеются во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ».

При применении настоящего стандарта рекомендуется использовать вместо ссылочных международных стандартов соответствующие им национальные стандарты Российской Федерации и межгосударственные стандарты, сведения о которых приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВЗАМЕН ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Националь-

ные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартиформ, 2011

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

Введение к европейскому стандарту ЕН 1434-1:2007 «Теплосчетчики».

Часть 1. Общие требования

	V
Введение к национальным стандартам Российской Федерации ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 – ГОСТ Р ЕН 1434-6-2011 под общим заголовком «Теплосчетчики»	VI
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Типы приборов	1
3.1 Общие положения	2
3.2 Единый теплосчетчик	2
3.3 Комбинированный теплосчетчик	2
3.4 Составной (компактный) теплосчетчик	2
3.5 Составные элементы комбинированного теплосчетчика	2
3.5.1 Общие положения	2
3.5.2 Датчик расхода	2
3.5.3 Датчик температуры	2
3.5.4 Вычислитель	2
3.6 Испытуемое оборудование	2
4 Термины, определения и обозначения	2
5 Условия изменений	4
5.1 Диапазон температуры	4
5.2 Диапазоны разности температур	5
5.3 Диапазон расхода	5
5.4 Предел тепловой мощности	5
5.5 Максимально допустимое рабочее давление, MAP	5
5.6 Номинальное давление, PN	5
5.7 Диапазон температур окружающей среды	5
5.8 Максимально допустимое отклонение в напряжении питания	5
5.9 Максимальная потеря давления	5
6 Технические характеристики	6
6.1 Материалы и конструкция	6
6.2 Требования, предъявляемые в случае превышения предельных значений расхода	6
6.3 Дисплей	6
6.4 Защита от несанкционированного доступа	7

6.5 Напряжение питания	7
6.6 Установленная глубина погружения датчика температуры	8
6.7 Влияние на комплект датчиков температуры, установленных с помощью гильз	8
6.8 Воспроизводимость	8
6.9 Повторяемость	8
6.10 Программное обеспечение	8
7 Установленные рабочие диапазоны	9
7.1 Общие положения	9
7.2 Разность температур	9
7.3 Коэффициент расхода	9
8 Уравнение теплопередачи	9
9 Метрологические характеристики (Максимально допустимая погрешность, МРЕ)	10
9.1 Общие положения	10
9.2 Значение максимально допускаемых погрешностей	10
9.2.1 Максимально допускаемые относительные погрешности единых теплосчетчиков	10
9.2.2 Максимально допускаемые относительные погрешности составных элементов	10
9.3 Применение максимально допускаемой погрешности на практике	11
10 Классификация по условиям окружающей среды	11
10.1 Класс исполнения А (использование в домах, внутри помещений)	11
10.2 Класс исполнения В (использование в домах, вне помещений)	11
10.3 Класс исполнения С (использование на промышленных предприятиях)	11
11 Технические данные теплосчетчиков	11
11.1 Датчик расхода	11
11.2 Датчики температуры:	12
11.3 Вычислитель	13
11.4 Единые теплосчетчики	14
12 Информация, указываемая при поставке теплосчетчиков и их составных элементов	15
Приложение А (обязательное) Уравнение тепловых коэффициентов	16
Приложение В (обязательное) Стабилизатор потока	18

Приложение С (справочное) Сведения о соответствии между настоящим стандартом и основополагающими требованиями директивы ЕС 2004/22/ЕС, MID	19
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных международных стандартов ссылочным национальным стандартам Российской Федерации (и действующим в этом качестве межгосударственным стандартам)	20
Библиография	21

Введение
к европейскому стандарту ЕН 1434-1:2007 «Теплосчетчики»
Часть 1. Общие требования»

Настоящий европейский стандарт разработан Техническим комитетом Европейского комитета по стандартизации СЕН/ТК 176 «Теплосчетчики», секретариат которого находится в подчинении Организации по стандартизации Дании.

Настоящий стандарт предназначен для применения в статусе национальных стандартов путем опубликования идентичного текста или признания стандарта до августа 2007 года, а возможно, противопоставления национальным стандартам до августа 2007 года.

Настоящий стандарт принят взамен ЕН 1434-1:1997.

Европейский стандарт под общим заголовком «Теплосчётчики» включает в себя следующие части:

Часть 2 – Требования к конструкции

Часть 3 – Обмен данными и интерфейсы

Часть 4 – Испытания в целях утверждения типа

Часть 5 – Первичная поверка

Часть 6 – Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание

В соответствии с внутренними правилами Европейского комитета по стандартизации в области электротехники СЕНЕЛЕК (CENELEC) и Европейского комитета по стандартизации СЕН (CEN), настоящий европейский стандарт должен быть принят в качестве национального стандарта национальными организациями по стандартизации нижеперечисленных стран: Австрии, Бельгии, Болгарии, Кипра, Чехии, Дании, Эстонии, Финляндии, Франции, Германии, Греции, Венгрии, Исландии, Ирландии, Италии, Латвии, Литвы, Люксембурга, Мальты, Нидерландов, Норвегии, Польши, Португалии, Румынии, Словакии, Словении, Испании, Швеции, Швейцарии и Великобритании.

Введение
к национальным стандартам Российской Федерации
ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 – ГОСТ Р ЕН 1434-6-2011
под общим заголовком «Теплосчетчики»

Целью национальных стандартов Российской Федерации под общим заголовком «Теплосчётчики» является прямое применение в Российской Федерации европейского стандарта ЕН 1434 под общим заголовком «Теплосчетчики» как основы для изготовления и поставки объекта стандартизации по договорам (контрактам), в том числе на экспорт.

ГОСТ Р ЕН 1434-1 – ГОСТ Р ЕН 1434-6 представляют собой полные идентичные тексты следующих европейских стандартов:

ЕН 1434-1:2007 «Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования»;

ЕН 1434-2:2007 «Теплосчетчики. Часть 2. Требования к конструкции»;

ЕН 1434-3:2009 «Теплосчетчики. Часть 3. Обмен данными и интерфейсы»;

ЕН 1434-4:2007 «Теплосчетчики. Часть 4. Испытания в целях утверждения типа»;

ЕН 1434-5:2007 «Теплосчетчики. Часть 5. Первичная поверка»;

ЕН 1434-6:2007 «Теплосчетчики. Часть 6. Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание».

ГОСТ Р ЕН 1434 соответствует международным рекомендациям Международной организации по законодательной метрологии (МОЗМ) МР 75:2002 «Счетчики тепла».

При производстве и метрологическом контроле теплосчетчиков учитывают следующие дополнительные требования:

требования безопасности (электробезопасности, пожаробезопасности) теплосчетчиков и требования к питающей сети должны соответствовать нормативным документам, действующим на территории Российской Федерации;

детали, соприкасающиеся с водой, должны быть выполнены из материалов, допущенных к применению Министерством здравоохранения и социального развития Российской Федерации;

порядок организации и проведения испытаний в целях утверждения типа и поверки теплосчетчиков должны соответствовать нормативным документам, действующим на территории Российской Федерации.

К терминам и понятиям, применяемым в ГОСТ Р ЕН 1434, адекватным, но отличным по написанию терминам и понятиям, применяемым в нормативных документах, действующих на территории Российской Федерации, в тексте стандарта в виде сносок даны пояснения.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ

Часть 1

Общие требования

Heatmeters. Part 1. General requirements

Дата введения – _____

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает требования к конструкции и распространяется на теплосчетчики, предназначенные для измерений тепловой энергии в закрытых водяных системах теплоснабжения, поглощаемой или отдаваемой жидкостью, называемой теплоносщей жидкостью (теплоноситель).

Настоящий стандарт не устанавливает требования электробезопасности.

Настоящий стандарт не устанавливает требования безопасности, связанные с давлением.

Настоящий стандарт не распространяется на теплосчетчики с датчиками температуры, устанавливаемыми на поверхности трубопроводов системы теплоснабжения.

2 Нормативные ссылки

При использовании настоящего стандарта нижеследующие ссылочные документы являются обязательными. Для датированных ссылок возможно использование только указанного издания. Для недатированных ссылок возможно использование ссылочного документа (включая все существующие поправки) в последнем издании*.

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ЕН 60751 Промышленные платиновые термометры сопротивления (МЭК 60751:1983 + А1:1986) (EN 60751, Industrial platinum resistance thermometer sensors (IES 60751:1983 + A1:1986))

ЕН 61010-1 Требования по безопасности, регулирование и использование в лабораторных условиях измерительного электрооборудования – Часть 1: Общие требования (МЭК 61010-1:2001) (EN 61010-1, Safety requirements for electrical equipment for measure-

* Определение терминов «датированная ссылка на стандарт» и «недатированная ссылка на стандарт» – по РМГ 50 – 2002.

ment, control and laboratory use – Part 1. General requirements (IES61010-1:2001))

3 Типы приборов

В настоящем стандарте установлена классификация теплосчетчиков, изготавливаемых в виде как единых, так и комбинированных приборов.

3.1 Общие положения

В рамках значения настоящего стандарта теплосчетчики могут быть представлены двумя видами: как едиными приборами, так и комбинированными приборами.

3.2 Единый теплосчетчик

Теплосчетчик, который не имеет отдельных составных элементов по 3.5.

3.3 Комбинированный теплосчетчик

Теплосчетчик, состоящий из отдельных составных элементов по 3.5.

3.4 Составной (компактный) теплосчетчик

Теплосчетчик, который может быть рассмотрен первоначально как комбинированный теплосчетчик по 3.3 при проведении испытаний в целях утверждения типа и поверке. После поверки составные элементы данного теплосчетчика считают неразъемными.

3.5 Составные элементы комбинированного теплосчетчика

3.5.1 Общие положения

Составными элементами комбинированного теплосчетчика являются датчик расхода, комплект датчиков температуры, вычислитель или их комбинация.

3.5.2 Датчик расхода*

Составной элемент теплосчетчика, через который протекает теплоноситель в прямом или обратном потоке системы теплоснабжения и который вырабатывает сигнал, являющийся функцией объема или массы.

3.5.3 Датчик температуры

Составной элемент теплосчетчика (устанавливаемый с помощью гильзы или без нее), предназначенный для измерений температуры теплоносителя в прямом и обратном потоках системы теплоснабжения.

3.5.4 Вычислитель

Составной элемент теплосчетчика, принимающий сигналы от датчика расхода и датчиков температуры, рассчитывающий и индицирующий значение тепловой энергии.

3.6 Испытуемое оборудование

Составной элемент комбинированного или составного теплосчетчика или единый теплосчетчик, подвергаемый испытаниям.

4 Термины, определения и обозначения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями и обозначениями.

4.1 время реакции $\tau_{0,5}$ (responsetime $\tau_{0,5}$): Интервал времени между начальным моментом изменения расхода или температуры потока и моментом, когда изменение значения измеряемой величины достигает 50 %.

4.2 быстродействующий теплосчетчик (fastresponsemeter): Теплосчетчик, предназначенный для применения в системах теплоснабжения с быстрыми динамическими изменениями переданного тепла.

4.3 нормированное напряжение питания $\langle ratedvoltage \rangle$: Напряжение электрического тока, необходимое для нормального функционирования теплосчетчика, обычно напряжение сети переменного тока.

4.4 нормированные рабочие условия (ratedoperatingconditions): Условия эксплуатации, представляющие собой область значений влияющих величин, при которых метрологические характеристики прибора находятся в пределах указанной максимальной допускаемой погрешности.

4.5 нормальные условия (referenceconditions): Набор заданных значений влияющих величин, зафиксированных для обеспечения достоверного взаимного сопоставления результатов измерений.

4.6 влияющая величина (influencefactors): Величина, не являющаяся измеряемой, но оказывающая влияние на значение измеряемой величины или показания теплосчетчика.

4.7 влияющие параметры (influencefactors): Значения влияющих величин, которые находятся в пределах нормированных рабочих условий.

4.8 возмущение (disturbance): Значения влияющих величин, которые выходят за пределы нормированных рабочих условий.

4.9 виды погрешностей (types of error)

4.9.1 погрешность показаний (error of indication): Разность между показаниями теплосчетчика и истинным значением измеряемой величины.

*В качестве датчиков температуры обычно используют пару термопреобразователей сопротивления.

4.9.2 основная погрешность (intrinsicerror): Погрешность теплосчетчика, определенная при нормальных условиях.

4.9.3 начальная основная погрешность (initialintrinsicerror): Погрешность теплосчетчика, определяемая до начала эксплуатационных испытаний и испытаний на долговечность.

4.9.4 погрешность эксплуатации (durabilityerror): Разность между основной погрешностью, определенной после установленного периода эксплуатации, и начальной основной погрешностью.

4.9.5 максимально допускаемая погрешность* (maximumpermissibleerror; NPE): Предельное допускаемое значение погрешности (положительное или отрицательное).

виды ошибок (types of fault)

4.10.1 ошибка (fault): Разность между погрешностью (показаний) и погрешностью прибора.

4.10.2 случайная ошибка (transitoryfault): Кратковременное изменение показаний, которое не может быть принято как результат измерений.

4.10.3 существенная ошибка (significantfault): Ошибка, превышающая максимально допускаемую погрешность и не являющаяся случайной ошибкой.

Примечание — Если максимально допускаемая погрешность (MPE) составляет 2 %, то существенная ошибка превышает 2 %.

4.11 эталонные значения измеряемой величины (referencevaluesofthemeasurand; RVM): Значения расхода, температуры и разности температур, установленные с целью обеспечить сравнение результатов измерений.

4.12 условно-истинное значение (conventionaltruevalue): Значение величины, которое в настоящем стандарте принято за действительное значение.

Примечание — Часто условно-истинное значение весьма близко к истинному значению ввиду незначительной разницы.

4.13 тип теплосчетчика (metermodel): Теплосчетчики или их составные элементы различных размеров, имеющие сходство по принципу действия, конструкции и применяемым материалам.

4.14 электронное устройство (electronicdevice): Устройство, в котором использованы электронные элементы и которое предназначено для выполнения определенных функций.

* Под максимально допускаемой погрешностью следует понимать предел допускаемой погрешности.

4.15 электронный элемент (electronic element): Элемент в электронном устройстве, использующий электронно-дырочную проводимость в полупроводниках, либо электронную проводимость в газах и вакууме.

4.16 условная глубина погружения температурного датчика (qualifying immersion depth of a temperature sensor): Глубина погружения, при которой датчик стабильно функционирует.

4.17 эффект самонагрева (self heating effect): Повышение показаний температуры, полученное при воздействии на каждый из комплекта датчиков продолжительного рассеяния мощности 5 мВт, при условии, что датчики находятся в водяном термостате на условной глубине погружения, где средняя скорость потока воды составляет 0,1 м/с.

4.18 нетепловые счетчики (meters other than for heating)

4.18.1 низкотемпературный теплосчетчик (cooling meter): Теплосчетчик, предназначенный для применения в системах охлаждения при низких температурах, обычно при температурах от 2 °C до 30 °C и при разности температур не более 20 K.

4.18.2 теплосчетчики и низкотемпературные теплосчетчики (meters for heating and cooling): Прибор, измеряющий тепловую энергию и энергию при охлаждении при помощи двух различных записывающих устройств.

4.19 направление потока (flow direction): Определяется терминами прямой и обратный потоки. Прямой поток обозначает направление движения потока к системе, а обратный поток обозначает движение потока от системы. (Для теплосчетчиков понятие «прямой/обратный поток» соответствует понятию «высокая/низкая температура», а для низкотемпературных теплосчетчиков – «низкая/высокая температура»).

4.20 электрический импульс (electrical pulse): Электрический сигнал (напряжение, ток или сопротивление), который за ограниченный промежуток времени отклоняется от начального значения, а затем возвращается к этому значению.

4.21 импульсное входное и выходное устройство (pulse output and input device): Установлены импульсные устройства двух видов:

импульсное выходное устройство;

импульсное входное устройство.

Оба устройства являются функциональными частями датчика расхода, вычислителя или вспомогательных устройств, таких

как дистанционные индикаторы или входные устройства систем регулировки.

4.22 допустимая максимальная температура (*maximumadmissibletemperature*): Максимальная температура теплоносителя, при которой теплосчетчик в условиях максимально допустимого рабочего давления и постоянного расхода жидкости в течение небольших промежутков времени (не более 200 ч в течение срока эксплуатации) может работать без серьезных неисправностей.

4.23 датчик расхода с большим сроком эксплуатации (*longlife-flowsensor*): Датчик расхода со сроком эксплуатации не менее 5 лет.

5 Условия изменений

5.1 Диапазон температуры

5.1.1 Верхнее значение температуры $\Theta_{\max}$ является максимальным значением температуры теплоносителя, при котором теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.1.2 Нижнее значение диапазона температуры $\Theta_{\min}$ является минимальным значением температуры теплоносителя, при котором теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.2 Диапазоны разности температур

5.2.1 Разность температур $\Delta\Theta$ – абсолютное значение разности температур в прямом и обратном потоках теплоносителя во время теплообмена.

5.2.2 Верхнее значение разности температур $\Delta\Theta_{\max}$ – максимальное значение разности температур, при котором теплосчетчик функционирует при тепловой мощности, не превышающей максимальную, без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.2.3 Нижнее значение разности температур $\Delta\Theta_{\min}$ – минимальное значение разности температур, при превышении которого теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.3 Диапазон расхода

5.3.1 Верхнее значение расхода, q_s – максимальное значение расхода, при котором теплосчетчик функционирует в течение коротких промежутков времени (не более 1 ч в день и не более 200 ч в год) без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.3.2 Постоянное значение расхода, q_r – максимальное значение расхода, при котором теплосчетчик функционирует непрерывно без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.3.3 Нижнее значение расхода, q_i – минимальное значение расхода, при котором теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.4 Предел тепловой мощности

Верхний предел тепловой мощности – максимальная мощность, при которой теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.5 Максимально допустимое рабочее давление; MAP

Максимальное положительное давление теплоносителя, выраженное в барах (паскалях), при котором датчик расхода продолжает функционировать в условиях максимально допустимых пределов температурного диапазона.

5.6 Номинальное давление; PN

Номинальное давление приблизительно округленное числовое значение, используемое в качестве справочной информации.

Все оборудование одинаковых номинальных размеров (DN), обозначенное одними и теми же величинами номинального давления, должно иметь схожие сопряженные размеры.

5.7 Диапазон температур окружающей среды

Диапазоном температур окружающей среды считается тот диапазон, в условиях которого теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.8 Максимально допустимое отклонение в напряжении питания

Диапазон напряжения питания, в условиях которого теплосчетчик функционирует без превышения максимально допускаемой погрешности.

5.9 Максимальная потеря давления

Потеря давления теплоносителя, протекающего через датчик расхода, работающего при постоянном значении расхода q_p .

6 Технические характеристики

6.1 Материалы и конструкция

Все составные элементы теплосчетчика должны быть изготовлены из прочных материалов, обеспечивающих при нормированных рабочих условиях устойчивость к коррозии и износу, особенно при загрязненном теплоносителе. Правильно установленный теплосчетчик должен выдерживать воздействие внешних влияющих факторов. Кроме того, теплосчетчики должны быть устойчивыми к воздействию максимально допустимых рабочего давления и температуры, для которых они были разработаны, без снижения работоспособности.

6.1.1 Поставщик теплосчетчика должен указать ограничения, касающиеся монтажа теплосчетчика, и ориентирование его в пространстве относительно вертикали.

6.1.2 Корпус теплосчетчика должен защищать внутренние детали от проникновения воды и пыли. Минимальная степень защиты оболочки оборудования, установленного в трубопроводе, должна быть IP 54 при эксплуатации в режиме отопления и IP 65 при эксплуатации в режиме охлаждения. Степень защиты оболочки другого оборудования должна быть IP 52, и во всех случаях должно быть обеспечено соответствие требованиям ЕН 61010-1.

6.1.3 Теплосчетчики могут быть снабжены интерфейсами, позволяющими подключать дополнительные устройства. Эти подключения не должны влиять на метрологические характеристики теплосчетчика.

6.1.4 Максимальная потеря давления теплосчетчика при q_r не должна превышать 0,25 Па, кроме теплосчетчиков, включающих в себя регулятор расхода, либо функционирующих как устройства, снижающие давление.

6.2 Требования, предъявляемые в случае превышения предельных значений расхода

В случае, когда истинное значение расхода теплоносителя меньше допустимого, установленного изготовителем, то показания теплосчетчика не регистрируют.

П р и м е ч а н и е – Значение расхода теплоносителя через «номинально закрытый вентиль» или движение теплоносителя в трубе за закрытым вентилем, вызванное тепловым расширением и сжатием, не следует регистрировать.

Для значения расхода, превышающего q_s , показатели функционирования теплосчетчика, например показания случайных или нулевых сигналов, должны быть установлены производителем. Значение расхода, превышающее q_s , не должно приводить к погрешности показаний более 10 % от истинного значения расхода.

6.3 Дисплей

6.3.1 Количество тепловой энергии выражают в джоулях, киловатт-часах или в десятичных кратных долях этих единиц. Наименование или обозначение единицы количества тепловой энергии должно быть указано рядом с числовым значением на дисплее.

6.3.2 Теплосчетчик должен иметь конструкцию, обеспечивающую при неисправности или отключении напряжения питания

внешнего источника (питания сети или внешнего источника напряжения постоянного тока) сохранение измеренных значений* в течение не менее одного года. Поставщик должен указать действия, которые необходимо выполнить для хранения измеренных значений в случае неисправности или отключения напряжения питания внешнего источника (питания сети или внешнего источника напряжения постоянного тока).

Примечание – Измеренные значения либо постоянно сохраняют через определенные временные промежутки (запоминающее устройство), либо сохраняют при регулируемом отключении (за счет энергии внутреннего источника).

6.3.3 Показания теплосчетчиков должны быть понятными, простыми и однозначными.

6.3.4 Высота букв и цифр на дисплее должна быть не менее 4 мм.

6.3.5 Цифры, показывающие десятые доли единицы, должны быть отделены от других цифр запятой либо точкой. Кроме того, цифры, отображающие десятые доли единицы энергии, должны быть отличными от остальных.

6.3.6 В теплосчетчике, оснащенном дисплеем вращающегося типа, появление последующего разряда должно происходить во время изменения предыдущего разряда с 9 на 0. Диск, на котором нанесены цифры младшего разряда, при измерении должен двигаться непрерывно, направление видимого вращения должно быть снизу вверх.

6.3.7 Дисплей, отображающий количество тепловой энергии, должен регистрировать без перегрузки количество тепловой энергии, по крайней мере, равное количеству тепловой энергии, которое соответствует непрерывной работе в течение 3000 ч при верхнем пределе тепловой мощности теплосчетчика.

Количество тепловой энергии, измеряемое теплосчетчиком, должно быть не менее единицы младшего разряда на дисплее теплосчетчика в случае его работы на верхнем пределе тепловой мощности в течение 1 ч.

6.4 Защита от несанкционированного доступа

Теплосчетчик должен иметь защитное устройство, опломбированное таким образом, чтобы с момента опломбирования и установки, а также после установки теплосчетчика отсутствовала возможность разбора, снятия, а также изменения показаний

* Под измеренными значениями следует понимать результаты измерений.

теплосчетчика без видимого повреждения самого счетчика или пломбы.

Для счетчиков с внешним источником питания должны быть также соблюдены требования по защите теплосчетчика при отключении от источника питания, или в теплосчетчике должен быть предусмотрен индикатор, срабатывающий в случае отключения. Данное требование не распространяется на теплосчетчики с *внешнимисточником питания*, в которых предусмотрено автоматическое переключение на внутреннее питание от батарей.

П р и м е ч а н и е – Об отключении питания может сообщать счетчик часов, установленный в корпусе запоминающего устройства.

6.5 Напряжение питания

6.5.1 Для теплосчетчиков и их составных элементов необходимым нормированным напряжением в сети переменного тока является напряжение

$$196 \text{ В} < U_n < 253 \text{ В}.$$

6.5.2 Нормированное напряжение питания U_n теплосчетчиков или составных элементов, работающих от удаленного внешнего источника напряжения постоянного или переменного тока, должно составлять 24 В. Допустимые значения при напряжении постоянного тока должны составлять от 12 до 42 В и при напряжении переменного тока от 12 до 36 В.

Если линии электропередачи используют также для передачи данных (например, шина памяти, см. EN 1434-3), то эти данные должны быть сохранены при каждой их передаче.

6.5.3 Предпочтительные значения нормированного напряжения питания U_n теплосчетчиков или составных элементов, работающих от локального внешнего источника напряжения постоянного тока, должны составлять 6, 3,6, либо 3 В (таблица 1).

Т а б л и ц а 1 – Стандартный уровень напряжения внешнего источника питания

Номинальное напряжение	6 В	3,6 В	3 В
Максимальное среднее значение силы тока	100 мА	10/20/50/100/ 200 мкА	10/20/50/ 100/200 мкА
Диапазон допуска при среднем значении силы тока	От 5,4 до 6,6 В	От 3,4 до 3,8 В	От 2,8 до 3,3 В

Максимальная сила тока	100 мА	10 мА	5 мА
Минимальное напряжение при максимальной силе тока	5,4 В	3,2 В	2,7 В

6.6 Установленная глубина погружения датчика температуры

При погружении датчика температуры на глубину, больше чем установленная глубина, показатель сопротивления (при пересчете на температуру) не должен измениться более чем на 0,1 К.

6.7 Влияние на комплект датчиков температуры, установленных с помощью гильз

Разность результатов измерений датчика с гильзой и без нее не должна превышать максимально допускаемой погрешности.

6.8 Воспроизводимость

Использование одного и того же теплосчетчика (либо его составных элементов) в различных позициях, либо различными пользователями при сохранении остальных условий эксплуатации, должно иметь близкое совпадение при последующих измерениях. Разность показаний при сравнении с максимально допускаемой погрешностью, должна быть ничтожна мала.

6.9 Повторяемость

При использовании одного и того же теплосчетчика (либо его составных элементов) в идентичных условиях измерений, показания должны иметь близкое совпадение при последующих измерениях. Разность показаний при сравнении с максимально допускаемой погрешностью, должна быть ничтожна мала.

6.10 Программное обеспечение

Программное обеспечение является одной из наиболее важных характеристик, требующих защиты. В теплосчетчике (либо в его составных элементах) должна быть предусмотрена идентификация программного обеспечения. При проникновении в систему доказательства вмешательства должны быть доступны в течение обоснованного периода времени.

Если счетчик (либо его составные элементы) имеет программное обеспечение, которое кроме измерительной функции выполняет и другие функции, то метрологически значимая часть программного обеспечения, должна поддаваться распознаванию, но не подвергаться влиянию метрологически не значимой части программного обеспечения.

7 Установленные рабочие диапазоны

7.1 Общие положения

Рабочие диапазоны теплосчетчика должны быть установлены в пределах диапазонов температуры, разности температур, тепловой мощности и коэффициента расхода q_s/q_i .

Если на показания тепловой энергии влияет давление теплоносителя, то давление следует рассматривать как влияющую величину.

7.2 Разность температур

Отношение верхнего предела разности температур к нижнему пределу должно быть не менее 10, кроме теплосчетчиков, применяемых в системах охлаждения. Нижний предел должен быть установлен производителем из ряда 1, 2, 3, 5 или 10 К. Предпочтительное значение нижнего предела для счетчика, используемого в режиме нагревания, составляет 3 К.

Примечание – В случае, если разность температур менее 3 К, оборудование, подвергаемое температурным испытаниям, должно иметь максимальную точность.

7.3 Коэффициент расхода

Отношение постоянного значения расхода к его нижнему значению (q_s/q_i) следует выбирать из ряда 10, 25, 50, 100 или 250.

8 Уравнение теплопередачи

Передача тепловой энергии к телу или от тела может быть рассчитана исходя из известных значений массы, удельной теплоемкости и разности температур.

В теплосчетчике значение изменения энтальпии между прямым и обратным потоками, проходящими через теплообменник, интегрировано по времени. Уравнение работы теплосчетчика:

$$\theta = \int_{t_0}^{t_1} q_m \Delta h dt, \quad (1)$$

где θ – количество отдаваемой или поглощаемой тепловой энергии;

q_m – массовый расход потока теплоносителя, прошедшего через теплосчетчик;

Δh – разность значений удельных энтальпий теплоносителя в прямом и обратном потоках системы теплоснабжения;

t – время.

Если теплосчетчик измеряет объем, а не массу, то используют другое уравнение:

$$\theta = \int_{v_0}^{v_1} k \Delta \theta dv, \quad (2)$$

где θ – количество отдаваемой или поглощаемой тепловой энергии;

V – объем прошедшего теплоносителя;

k – тепловой коэффициент, зависящий от свойств теплоносителя при соответствующих значениях температуры и давления;

$\Delta \theta$ – разность температур теплоносителя прямого и обратного потоков системы теплоснабжения.

Условно-истинное значение теплового коэффициента k для воды при использовании ее в качестве теплоносителя рассчитывают по формуле (А.1) приложения А для давления 16 бар ($0,16 \cdot 10^5$ Па).

При использовании теплоносителя, отличного от воды, поставщик должен указать значение теплового коэффициента этого теплоносителя, которое определяют как функцию температуры и давления.

П р и м е ч а н и е – Таблицы значений тепловых коэффициентов теплоносителей, отличных от воды, приведены в «Справочнике по измерениям потребления тепловой энергии» («Hafhdbuchder-Warmeverbrauchs-messung», Dr.F.Adunka, Vuikan-Veriag, Essen; ISBN 3-8027-2364-3).

9 Метрологические характеристики (максимально допускаемая погрешность; МРЕ)

9.1 Общие положения

9.1.1 Датчики расхода теплосчетчиков и единые теплосчетчики должны соответствовать одному из следующих классов точности:

– класс 1, класс 2 и класс 3.

9.1.2 Максимально допускаемую (положительную или отрицательную) погрешность теплосчетчика по отношению к условно-истинному значению тепловой энергии представляют как относительную погрешность, изменяющуюся в зависимости от разности температур и значения расхода.

9.1.3 Максимально допускаемую (положительную или отрицательную) погрешность составных элементов рассчитывают как функцию разности температур для вычислителя и комплекта датчиков температуры или как функцию расхода для датчика расхода.

9.1.4 Относительную погрешность E , % рассчитывают по формуле

$$E = \frac{V_d - V_c}{V_c} 100\%, \quad (3)$$

где V_d – измеренное значение величины;

V_c – условно-истинное значение величины.

9.2 Значение максимально допускаемых погрешностей

9.2.1 Максимально допускаемые относительные погрешности единых теплосчетчиков

Максимально допускаемой относительной погрешностью единого теплосчетчика принимают арифметическую сумму максимально допускаемых относительных погрешностей составных элементов согласно 9.2.2.

9.2.2 Максимально допускаемые относительные погрешности составных элементов

9.2.2.1 Вычислитель

$$E_c = \pm(0,5 + \Delta\Theta_{\min}/\Delta\Theta). \quad (4)$$

Максимально допускаемая относительная погрешность вычислителя E_c устанавливает связь измеренного значения тепловой энергии с условно-истинным значением тепловой энергии.

9.2.2.2 Датчики температур

$$E_c = \pm(0,5 + 3\Delta\Theta_{\min}/\Delta\Theta). \quad (5)$$

Максимально допускаемая погрешность комплекта датчиков температуры E_t связывает измеренное значение с условно-истинным значением зависимости *между* выходным сигналом датчиков температуры и разностью температур.

Соотношение между температурой и сопротивлением каждого отдельного из пары датчиков температуры не должно отличаться от значений уравнения, установленного ЕН 60751 (при использовании стандартных значений переменных A , B и C) более чем на величину, эквивалентную 2 К.

9.2.2.3 Датчик расхода

Класс 1: $E_f = \pm(1 + 0,01q_p/q)$, но не более чем $\pm 3,5 \%$.

Класс 2: $E_f = \pm(2 + 0,02q_p/q)$, но не более чем $\pm 5 \%$.

Класс 3: $E_f = \pm(3 + 0,05q_p/q)$, но не более чем $\pm 5 \%$.

Максимально допускаемая относительная погрешность датчика расхода E_f связывает измеренное значение выходного сигнала датчика расхода с условно-истинным значением массы или объема.

9.3 Применение максимально допускаемой погрешности на практике

9.3.1 Поставщик комплекса составных элементов или единого теплосчетчика, состоящего из неразделимых составных элементов, должен указать, каким образом метрологические характеристики каждого составного элемента обеспечивают соответствие максимально допускаемым погрешностям составных элементов единого теплосчетчика соответственно.

9.3.2 Для комбинации составных элементов, указанных в 3.5, максимально допускаемая погрешность равна арифметической сумме максимально допускаемых погрешностей всех составных элементов.

9.3.3 Погрешность комбинированных теплосчетчиков не должна превышать арифметической суммы максимально допускаемых погрешностей составных элементов, указанных в 9.2.2.1–9.2.2.3.

10 Классификация по условиям окружающей среды

В зависимости от условий применения теплосчетчики должны соответствовать одному из нижеуказанных классов исполнения.

10.1 Класс исполнения А (использование в домах, внутри помещений):

температура окружающей среды от плюс 5 °С до плюс 55 °С;
низкий уровень влажности;
нормальные электрические и электромагнитные нагрузки;
низкий уровень механических нагрузок.

10.2 Класс исполнения В (использование в домах, вне помещений):

температура окружающей среды отминус 25 °С до плюс 55 °С;
нормальный уровень влажности;
нормальные электрические и электромагнитные нагрузки;
низкий уровень механических нагрузок.

10.3 Класс исполнения С (использование на промышленных предприятиях):

температура окружающей среды от плюс 5 °С до плюс 55 °С;
нормальный уровень влажности;
высокие электрические и электромагнитные нагрузки;
низкий уровень механических нагрузок.

11 Технические данные теплосчетчиков

Поставщик должен указать в технической документации, как минимум, следующие данные:

11.1 Датчикрасхода

наименование поставщика;

наименование типа;

класс точности (может отличаться в зависимости от направления монтажа и типа теплоносителя);

диапазон значений расхода (q_i , q_p и q_s). В зависимости от направления монтажа и типа теплоносителя значения q_i и q_s могут быть отличными;

максимально допустимое рабочее давление (в барах (Па);

номинальное давление (PN);

максимальная потеря давления (потеря давления при q_p);

максимально допустимая температура;

диапазон температур ($\Theta_{\min}$ и $\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;

значение импульса для нормального и тестового выходных сигналов;

требования по установке, в том числе длины прямых участков;

базовые положения монтажа и другие установленные положения;

размеры (длина, высота, ширина, масса, спецификация резьбы/фланца);

классификация импульсных выходных устройств (см. 7.1.3 ЕН 1434-2);

выходной тестовый сигнал (тип/уровень);

функционирование при значениях расхода, превышающих q_s ;

нижнее значение расхода;

применяемые теплоносители, отличные от воды;

время реакции для быстродействующих теплосчетчиков;

требования к электрической сети – напряжение питания, частота;

требования к батареям питания – напряжение питания, тип, срок службы;

уровни номинального напряжения, подаваемого от внешних источников питания;

потребляемый ток (среднее или максимальное значение) при напряжении, подаваемом от внешнего источника;

годовой объем требуемой электроэнергии при напряжении, подаваемом от внешнего источника;

требования к прокладке кабеля при напряжении, подаваемом от внешнего источника (максимальная длина проводов и требования к заземлению и скручиванию кабеля);

предельные значения напряжения, подаваемого от внешнего источника в случае, когда предусмотрено автоматическое переключение на внутреннее питание от батарей;

предельные интервалы времени эксплуатации при напряжении, подаваемом от внешнего источника в случае, когда предусмотрено автоматическое переключение на внутреннее питание от батарей;

классификация по условиям окружающей среды.

11.2 Датчики температуры:

наименование поставщика;

наименование типа;

диапазон температур ($\Theta_{\min}$ и $\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;

диапазон разности температур ($\Delta\Theta_{\min}$ и $\Delta\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;

максимально допустимое рабочее давление для устанавливаемых датчиков в барах (Па);

максимально допустимая температура;

схема подключения датчиков (например, двух- или четырехпроводная);

принцип работы;

максимальное значение силы тока датчика;

размеры;

требования по установке (например, для установки в гильзах);

максимальная скорость теплоносителя для датчиков, имеющих длину более 200 мм;

полное сопротивление двухпроводного кабеля;

выходной сигнал при нормированных рабочих условиях (тип/уровни);

время реакции.

11.3 Вычислитель:

наименование поставщика;

наименование типа;

класс по условиям окружающей среды;
 верхний предел тепловой мощности;
 диапазон температуры ($\Theta_{\min}$ и $\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;
 диапазон разности температур ($\Delta\Theta_{\min}$ и $\Delta\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;
 условия переключения между теплосчетчиками и низкотемпературными теплосчетчиками, если применимо;
 дополнительные функции дисплея (МДж, кВт · ч);
 динамические характеристики (см. 5.4 ЕН 1434-2);
 дополнительные функции, кроме индикации тепловой энергии;
 требования к установке, включая схему подключения датчиков температуры, необходимость экранирования;
 размеры;
 требования к электрической сети – напряжение питания, частота;
 требования к батареям питания – напряжение питания, тип, срок службы;
 номинальные уровни напряжения, подаваемого от внешних источников;
 потребляемый ток (среднее или максимальное значение) при напряжении, подаваемом от внешних источников;
 годовой объем требуемой электроэнергии при напряжении, подаваемом от внешнего источника;
 требования к прокладке кабеля при напряжении, подаваемом от внешнего источника (максимальная длина проводов и требования к заземлению и скручиванию кабеля);
 предельные значения напряжения, подаваемого от внешнего источника в случае, когда предусмотрено автоматическое переключение на внутреннее питание от батарей;
 предельные временные интервалы, когда теплосчетчик автоматически переключается с внешнего источника питания на внутреннее питание от батарей;
 эксплуатация энергодатчиков при неисправности внешнего источника питания энергии (см. 6.3.2);
 классификация входных импульсных устройств (см. 7.1.5 ЕН 1434-2);

требования к входному сигналу с датчиков температуры;
максимальное значение силы тока датчиков температуры;
максимально допустимое значение сигнала датчика расхода (частота повторения импульсов);
выходной сигнал при нормальных условиях работы (тип/уровни);
классификация импульсных выходных устройств (см. 7.1.3 ЕН 1434-2);
выходной тестовый сигнал (тип/уровни);
применяемые теплоносители, отличные от воды;
в случае если датчик расхода функционирует в условиях максимально высокого или минимально низкого температурного режима.

11.4 Единыетеплосчетчики:

наименование поставщика;
наименование типа;
класс точности; может различаться в зависимости от направления монтажа или типа теплоносителя;
классификация по условиям окружающей среды;
дополнительные функции дисплея (МДж, кВт / ч);
дополнительные функции, кроме индикации тепловой энергии;
верхний предел тепловой мощности;
диапазон значений расхода (q_i, q_p и q_s). В зависимости от направления монтажа и типа теплоносителя значения q_i и q_s могут быть отличными;
нижнее значение расхода;
максимально допустимое рабочее давление для датчиков расхода (в барах (Па));
номинальное давление (PN);
максимальная потеря давления датчика расхода (потеря давления при q_p);
максимально допустимая температура;
диапазон температуры ($\Theta_{\min}$ и $\Theta_{\max}$) датчика расхода/датчиков температуры. Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;
диапазон разности температур ($\Delta\Theta_{\min}$ и $\Delta\Theta_{\max}$). Для теплосчетчиков и низкотемпературных теплосчетчиков границы интервала охлаждения могут быть дополнены в соответствии с типом счетчика;

условия переключения между теплосчетчиками и низкотемпературными теплосчетчиками, если применимо;

требования по установке, включая длины прямых участков труб и т.д.;

базовые положения монтажа и другие установленные положения;

размеры (длина, высота, ширина, масса, спецификация резьбы/фланца);

требования к электрической сети – напряжение питания, частота;

требования к батареям питания – напряжение питания, тип, срок службы;

эксплуатация теплосчетчиков при неисправности внешнего источника питания энергии (см. 6.3.2);

выходной сигнал при нормированных рабочих условиях (тип/уровни);

классификация импульсных выходных устройств (см. 7.1.3 ЕН 1434-2);

выходной тестовый сигнал (тип/уровни);

функционирование при значениях расхода, превышающих q_s ;

применяемые теплоносители, отличные от воды;

динамические характеристики (см. 5.4 ЕН 1434-2);

время реакции на показания датчиков температуры;

предельные значения температурного режима;

время реакции – для быстродействующих теплосчетчиков;

уровни номинального напряжения, подаваемого от внешних источников питания;

потребляемый ток (среднее или максимальное значение) при напряжении, подаваемом от внешнего источника;

годовой объем требуемой электроэнергии при напряжении, подаваемом от внешнего источника;

требования к прокладке кабеля при напряжении, подаваемом от внешнего источника (максимальная длина проводов и требования к заземлению и скручиванию кабеля);

предельные значения напряжения, подаваемого от внешнего источника в случае, когда предусмотрено автоматическое переключение на внутреннее питание от батарей;

предельные интервалы времени, когда теплосчетчик автоматически переключается с внешнего источника питания на внутреннее питание от батарей.

12 Информация, указываемая при поставке теплосчетчиков и их составных элементов

Инструкция по монтажу теплосчетчика должна содержать, как минимум, следующие требования:

- а) к датчику расхода:
 - промывка системы перед установкой;
 - установка в прямом или обратном потоке (см. характеристики вычислителя);
 - минимальные длины прямых участков для монтажа;
 - ограничения по расположению;
 - необходимость выпрямления потока;
 - требования по защите от повреждения ударом или вибрацией;
 - требования для исключения напряжений, возникающих при установке на трубы или фитинги;
- б) к датчикам температуры:
 - необходимость симметричной установки в трубе такого же размера;
 - использование гильз или фитингов для датчиков температуры;
 - использование теплоизоляции для трубы и головок датчика;
- с) к вычислителю (и электронике датчика расхода):
 - свободное пространство вокруг счетчика;
 - расстояние между теплосчетчиком и другим оборудованием;
 - необходимость переходника-адаптера со стандартными отверстиями;
- д) к электрическим проводам:
 - необходимость заземления;
 - максимальная длина кабеля;
 - необходимое разделение сигнальных и силовых проводов;
 - необходимость механической опорной конструкции;
 - необходимость электрического экранирования.
- е) другие:
 - первоначальное функциональное тестирование и эксплуатация;
 - защитное опломбирование.

Приложение А (обязательное)

Уравнение тепловых коэффициентов

Для определения изменения тепловой энергии в теплообменной сети необходимо учитывать тип теплоносителя (обычно это вода) с помощью тепловых коэффициентов $k(p, \theta_f, \theta_r)$. Тепловой коэффициент, являющийся функцией давления p , температуры прямого потока θ_f , температуры обратного потока θ_r , определяют по формуле

$$\text{Тепловой коэффициент воды } k(p, \theta_f, \theta_r) = \frac{1}{v} \frac{h_f - h_r}{\theta_f - \theta_r}. \quad (\text{А.1})$$

При этом v – означает удельный объем, h_f, h_r – удельные энтальпии (f – прямой поток; r – обратный поток). Величины v, h_f, h_r могут быть рассчитаны в соответствии с установленными нормированными значениями термодинамических характеристик воды и пара с помощью Международной температурной шкалы 1990 (МТШ-90).

$$\text{Удельный объем } v = \left(\frac{\partial g}{\partial p} \right)_T, \quad v(\pi, \tau) \frac{p}{RT} = \pi \gamma_\pi, \quad (\text{А.2})$$

где g – термодинамический потенциал Гиббса;
 $\pi = p/p^* \quad (p^* = 16,53 \text{ МПа});$

$$\gamma_\pi = \sum_{i=1}^{34} -n_i I_i (7, 1 - \pi)^{I_i - 1} (\tau - 1,222)^{J_i}. \quad (\text{А. 3})$$

Значения n_i, I_i и J_i приведены в таблице А.1.

$$\text{Удельная энтальпия } h = g - T \left(\frac{\partial g}{\partial T} \right)_p, \quad \frac{h(\pi, \tau)}{RT} = \tau \gamma_\tau, \quad (\text{А. 4})$$

где $\tau = T^*/T$ и $T^* = 1\,386 \text{ К};$

$$\gamma_\tau = \sum_{i=1}^{34} n_i (7, 1 - \pi)^{I_i} J_i (\tau - 1,222)^{J_i - 1}, \quad (\text{А. 5})$$

при $273,15 \text{ К} \leq T \leq 623,15 \text{ К}; p_s(T) \leq p \leq 100 \text{ МПа}$ и $R=461,526 \text{ Дж} \cdot \text{кг}^{-1} \cdot \text{К}^{-1},$

где $p_s(T)$ – упругость насыщения.

Значения приведены в таблице А.1.

Примеры значений при $\theta_f = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\theta_f = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении, равном 16 бар ($0,16 \cdot 10^5$ Па)

	Расход, измеренный в прямом потоке	Расход, измеренный в обратном потоке
Удельный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$	$0,102204 \cdot 10^{-2}$	$0,100370 \cdot 10^{-2}$
Удельная энтальпия (прямой поток), кДж/кг	$0,294301 \cdot 10^3$	$0,294301 \cdot 10^3$
Удельная энтальпия (обратный поток), кДж/кг	$0,127200 \cdot 10^3$	$0,127200 \cdot 10^3$
Тепловой коэффициент, $\text{МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$	4,0874	4,1621

Т а б л и ц а А.1 – Коэффициенты и экспоненты формул (А.3) и (А.5)

i	I_i	J_i	n_i	i	I_i	J_i	n_i
1	0	-2	0,146 329 712 131 67	18	2	3	$-0,441\ 418\ 453\ 308\ 46 \times 10^{-5}$
2	0	-1	-0,845 481 871 691 14	19	2	17	$-0,726\ 949\ 962\ 975\ 94 \times 10^{-15}$
3	0	0	$0,375\ 636\ 036\ 720\ 40 \times 10^1$	20	3	-4	$-0,316\ 796\ 448\ 450\ 54 \times 10^{-4}$
4	0	1	$0,338\ 551\ 691\ 683\ 85 \times 10^1$	21	3	0	$-0,282\ 707\ 979\ 853\ 12 \times 10^{-5}$
5	0	2	-0,957 919 633 878 72	22	3	6	$-0,852\ 051\ 281\ 201\ 03 \times 10^{-9}$
6	0	3	0,157 720 385 132 28	23	4	-5	$-0,224\ 252\ 819\ 080\ 00 \times 10^{-5}$
7	0	4	$-0,166\ 164\ 171\ 995\ 01 \times 10^{-1}$	24	4	-2	$-0,651\ 712\ 228\ 956\ 01 \times 10^{-6}$
8	0	5	$0,812\ 146\ 299\ 835\ 68 \times 10^{-3}$	25	4	10	$-0,143\ 417\ 299\ 379\ 24 \times 10^{-12}$
9	1	-9	$0,283\ 190\ 801\ 238\ 04 \times 10^{-3}$	26	5	-8	$-0,405\ 169\ 968\ 601\ 17 \times 10^{-6}$
10	1	-7	$-0,607\ 063\ 015\ 658\ 74 \times 10^{-3}$	27	8	-11	$-0,127\ 343\ 017\ 416\ 41 \times 10^{-8}$
11	1	-1	$-0,189\ 900\ 682\ 184\ 19 \times 10^{-1}$	28	8	-6	$-0,174\ 248\ 712\ 306\ 34 \times 10^{-9}$
12	1	0	$-0,325\ 297\ 487\ 705\ 05 \times 10^{-1}$	29	21	-29	$-0,687\ 621\ 312\ 955\ 31 \times 10^{-18}$
13	1	1	$-0,218\ 417\ 171\ 754\ 14 \times 10^{-1}$	30	23	-31	$0,144\ 783\ 078\ 285\ 21 \times 10^{-19}$
14	1	3	$-0,528\ 383\ 579\ 699\ 30 \times 10^{-4}$	31	29	-38	$0,263\ 357\ 816\ 627\ 95 \times 10^{-22}$
15	2	-3	$-0,471\ 843\ 210\ 732\ 67 \times 10^{-3}$	32	30	-39	$-0,119\ 476\ 226\ 400\ 71 \times 10^{-22}$
16	2	0	$-0,300\ 017\ 807\ 930\ 26 \times 10^{-3}$	33	31	-40	$0,182\ 280\ 945\ 814\ 04 \times 10^{-23}$
17	2	1	$0,476\ 613\ 939\ 069\ 87 \times 10^{-4}$	34	32	-41	$-0,935\ 370\ 872\ 924\ 58 \times 10^{-25}$

Приложение В (обязательное) Стабилизатор потока

В случае, если необходимо установить диапазон расхода и класс точности, то в соответствии с 6.22 ЕН 1434-4 стабилизатор потока, изображенный на рисунке В.1, можно принимать как часть установки:

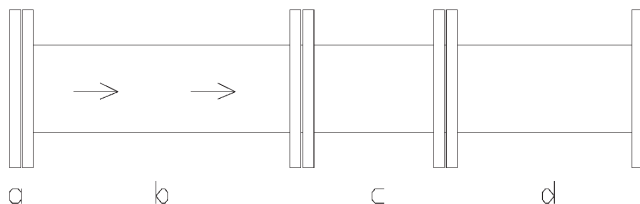


Рисунок В.1. Стабилизатор потока

Обозначения:

a – выпрямитель потока с нижеуказанными характеристиками;

b – прямой участок трубы длиной $5D$ до теплосчетчика;

c – теплосчетчик;

d – прямой участок трубы, размером $3D$;

На рисунке В.2 показан выпрямитель потока. Размеры отверстий являются функцией внутреннего диаметра, D , а именно:

четыре отверстия (d_1) диаметром $0,10D$, центры которых расположены на окружности диаметром $0,18D$;

восемь отверстий (d_2) диаметром $0,16D$, центры которых расположены на окружности диаметром $0,48D$;

шестнадцать отверстий (d_3) диаметром $0,12D$, центры которых расположены на окружности диаметром $0,86D$;

толщина перфорированной пластины не должна превышать $0,12D$.

П р и м е ч а н и е – Выпрямитель потока часто называют устройством подготовки потока «NEL (Spearman)»

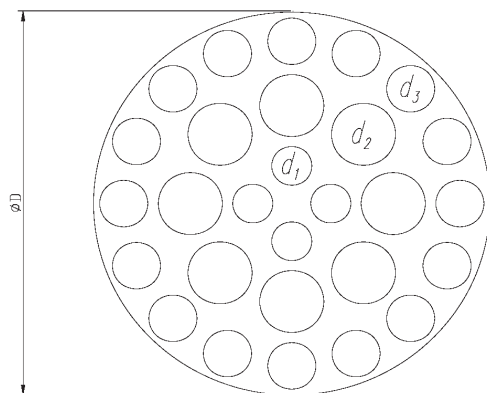


Рисунок В.2. Выпрямитель потока

Приложение С **(справочное)**

Сведения о соответствии между настоящим стандартом и основополагающими требованиями директивы ЕС 2004/22/ЕС, MID

Настоящий стандарт был подготовлен в соответствии с предписанием, выдвинутым Европейским комитетом к CEN о внесении требований, соответствующих основополагающим требованиям Директивы нового подхода «О средствах измерений» 2004/22/ЕС.

В соответствии с данной Директивой настоящий стандарт был единожды опубликован в Официальном журнале Европейских сообществ и ему был присвоен статус национального стандарта, как минимум одним государством, согласно всем нормативным условиям, прописанным в частях 1,2,4 и 5, данный стандарт соответствует области применения данного стандарта, презумпция соответствия установленным требованиям удовлетворяет требованиям Европейской ассоциации свободной торговли.

ВНИМАНИЕ – иные требования и Директивы ЕС могут быть применимы к продукту (-ам) при попадании в область применения настоящего стандарта.

П р и м е ч а н и е – Соответствующие приложения прикреплены к ЕН 1434-2, ЕН 1434-4 и ЕН 1434-5

Приложение ДА
(справочное)

**Сведения о соответствии ссылочных международных
стандартов ссылочным национальным стандартам Российской
Федерации (и действующим в этом качестве
межгосударственным стандартам)**

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного международного стандарта	Степень соот- ветствия	Обозначение и наимено- вание соответствующего национального, межгосу- дарственного стандарта
ЕН 60751	—	*
EN 61010-1	—	*
* Соответствующий национальный стандарт отсутствует. До его утверждения рекомендуется использовать перевод на русский язык данного международно-го стандарта. Перевод данного международного стандарта находится в Феде-ральном информационном фонде технических регламентов и стандартов.		

Библиография

EN 1434-2:2007 Heat meters – Part 2: Construction requirement

ISO 7268 Pipe components – Definition of nominal pressure

УДК 681.125:006.354 ОКС 17. 200.10П15

Ключевые слова: метрология, теплосчетчики, технические характеристики оборудования, определения, обозначения, характеристики, оценка технических характеристик, уровень расхода, классификации, вычисление

Руководитель организации-разработчика

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

	Директор ФБУ «Томский ЦСМ»	_____	М. М. Чухланцева
Руководитель разработки	Директор ФБУ «Томский ЦСМ»		М. М. Чухланцева
Исполнитель	Заместитель директора по техническому регулированию	_____	Л. В. Артюхина

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ПРОЕКТУ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА
ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ. ЧАСТИ 1-6

1 Основание для разработки национального стандарта

Стандарт разработан в соответствии с Программой разработки национальных стандартов на 2011 г. Шифр 2.17.445-1.002.11

2 Краткая характеристика объекта стандартизации

Объектом стандартизации являются этапы жизненного цикла теплосчетчиков (включая деятельность по метрологическому обеспечению), предназначенные для измерений тепловой энергии, которую поглощает или отдает в системах водяного теплоснабжения теплоносящая жидкость (теплоноситель).

С 1997 г. в странах Европы действует региональный стандарт EN 1434 «Теплосчетчики» в шести частях, установивший технические характеристики, методы испытаний, поверки и условия эксплуатации этих средств измерений тепловой энергии. Стандарт EN 1434 практически полностью лег в основу рекомендации Международной организации по законодательной метрологии Р75-2003, подписанной, в частности, и Российской Федерацией как одним из основателей и членов МОЗМ. Всем членам МОЗМ рекомендовано гармонизировать аналогичные национальные нормативные документы с указанной рекомендацией. В 2007 г. СЕН опубликована новая редакция стандарта EN 1434 «Теплосчетчики»: EN 1434-1:2007, EN 1434-2:2007, EN 1434-4:2007, EN 1434-5:2007, EN 1434-6:2007 и в 2009 г. – EN 1434-3:2009.

Стандарт содержит следующие части:

Часть 1. Общие требования,

Часть 2. Требования к конструкции,

Часть 3. Обмен данными и интерфейсы,

Часть 4. Испытания с целью утверждения типа,

Часть 5. Первичная поверка,

Часть 6. Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание

3 Технико-экономическое и социальное обоснование целесообразности разработки документа в статусе национального стандарта

В 2006 г. стандарт EN 1434:1997 переведен на русский язык и введен в действие как ГОСТ Р ЕН 1434-2006 (6 частей) со статусом стандарта, действие которого распространяется на теплосчетчики, изготавливаемые для экспорта из РФ в страны, где действует стандарт EN 1434 или принят национальный стандарт на его основе. Опыт применения существующих национальных стандартов показал необходимость расширения области его применения.

Для гармонизации требований к данному типу средств измерений необходима разработка национального стандарта на базе новой редакции европейского стандарта EN 1434:2007. В новой редакции ГОСТ Р ЕН 1434 будут также устранены неточности перевода и обеспечено соответствие ГОСТ Р 1.7-2008. ГОСТ Р ЕН 1434-2011 предлагается принять как национальный стандарт и ввести в действие взамен ГОСТ Р 51649-2000.

4 Сведения о соответствии проекта стандарта федеральным законам и иным нормативным правовым актам Российской Федерации

Настоящий проект национального стандарта соответствует Федеральному закону от 26 июня 2008г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя (П-683 Главгосэнергонадзор, 1995) и Методическим рекомендациям по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии (Утверждены Приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57).

5 Сведения о взаимосвязи проекта стандарта с национальными стандартами Российской Федерации, а также предложения по их пересмотру, изменению или отмене

Настоящий проект национального стандарта взаимосвязан со следующими нормативными документами национальной системы стандартизации:

ГОСТ Р 8.592–2002 ГСИ. Тепловая энергия, потребляемая абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.642–2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учёта тепловой энергии

ГОСТ Р 51649–2000 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.654–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.674–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями

ГОСТ Р 8.678–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Формы оценки соответствия технических систем и устройств с измерительными функциями установленным требованиям

ГОСТ 8.009м84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

Пересмотр, разработка изменений или отмена указанных нормативных документов не требуется. Исключение составляет ГОСТ Р 51649–2000, взамен которого планируется принять ГОСТ Р ЕН 1434-2011.

6 Сведения о публикации уведомления о разработке проекта национального стандарта

Уведомление о разработке национального стандарта ГОСТ Р «Теплосчетчики. Части 1-6» опубликовано на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии « 08 » августа 2011 г.

7 Источники информации

При разработке проекта настоящего стандарта использовались официальные копии оригиналов стандартов: EN 1434-1:2007, EN

1434-2:2007, EN 1434-4:2007, EN 1434-5:2007, EN 1434-6:2007, EN 1434-8:2009 на английском языке и стандартов, на которые в нем имеются ссылки.

8 Сведения о разработчике проекта национального стандарта

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

634012, Томская область, г.Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон приемной: 8 (3822) 55-44-86; факс приемной: 8(3822)56-19-61

e-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru; сайт: <http://tomskcsm.ru>

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

М.М. Чухланцева



3.17.445-1.002.11

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
(Росстандарт)

П Р И К А З

13 декабря 2011

№ 1111-ст

г. Москва

Об утверждении национального стандарта

В соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ
«О техническом регулировании» п р и к а з ы в а ю :

1. Утвердить для добровольного применения национальный стандарт
Российской Федерации ГОСТ Р ЕН 1434-1—2011 «Теплосчетчики.
Часть 1. Общие требования», идентичный европейскому региональному
стандарту ЕН 1434-1:2007 «Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования», с
датой введения в действие 1 марта 2013 г. взамен ГОСТ Р ЕН 1434-1—2006.

Отменить ГОСТ Р ЕН 1434-1—2006 с 1 марта 2013 г.

2. Закрепить утвержденный стандарт за Управлением метрологии.

Руководитель
Федерального агентства

Г.И. Элькин



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.
—2011

Государственная система обеспечения
единства измерений

**СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ВОДЯНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ**

Основные положения

**Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его
утверждения**

Москва
Стандартинформ
2011

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Федеральным бюджетным учреждением «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от _____.2011 г. № ____

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок – в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартиформ, 2011

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание	
Область применения	1
Нормативные ссылки	1
Основные термины и определения	3
Сокращения	4
Общие положения	5
Нормирование метрологических характеристик	6
Метрологическая экспертиза технической документации	7
Испытания в целях утверждения типа, утверждение типа	7
Поверка, калибровка	8
Метрологический надзор	8
Библиография	9
Приложение А (рекомендуемое) Классификация средств измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения	11
Приложение Б (рекомендуемое) Особенности и требования к метрологическому обеспечению измерительных систем тепловой энергии	15
Приложение В (рекомендуемое) Виды деятельности по МО на стадиях жизненного цикла ИС ТЭ	17
Приложение Г (рекомендуемое) Требования к регламентации состава и характеристик измерительных каналов измерительных систем тепловой энергии	18
Приложение Д (рекомендуемое) Особенности и требования к метрологическому обеспечению автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта тепловой энергии (АИИС КУТЭ)	20

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ВОДЯНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Основные положения

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Measuring instruments of heat energy hot-water heating systems.
Metrological assurance. Main principles

Дата введения – 20__ - __ - __

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на средства измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения и устанавливает основные положения по их метрологическому обеспечению на этапах жизненного цикла.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и документы:

ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.591–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики двухканальные для водяных систем теплоснабжения. Нормирование пределов допускаемой погрешности при измерениях потребленной абонентами тепловой энергии

ГОСТ Р 8.592–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия, потреблённая абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.642–2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учёта тепловой энергии

ГОСТ Р 8.654–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.674–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями

ГОСТ Р 51649–2000 Теплосчётчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

ГОСТ Р ЕН 1434–2011 Теплосчетчики. Части 1...6

ПР 50.2.104–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.586.2–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

РМГ 29–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному

указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменён (изменён), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Основные термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 8.596, РМГ 29, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 коммерческий учёт тепловой энергии, теплоносителя: Установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определённый период, с помощью приборов учёта тепловой энергии, теплоносителя или расчётным путём в целях использования сторонами при расчётах в соответствии с договорами.

[Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1], статья 2, определение 13]

3.2 система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта тепловой энергии, АИИС КУТЭ: совокупность функционально объединённых измерительно-информационных комплексов и информационно-вычислительных комплексов точек учёта тепловой энергии и параметров теплоносителя, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, информирования о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учётом тепловой энергии, теплоносителя в автоматизированном режиме.

3.3 система теплоснабжения: Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединённых тепловыми сетями.

[Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1], статья 2, определение 14]

П р и м е ч а н и е – Системы теплоснабжения, теплоносителем которых является вода, называют водяными системами теплоснабжения.

3.4 тепловая энергия: Энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление).

[Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1], статья 2, определение 1]

П р и м е ч а н и е – В настоящем стандарте термины «тепловая энергия» и «количество теплоты» принимаются как эквивалентные.

3.5 теплосчётчик: Техническое средство, предназначенное для измерения тепловой энергии, отдаваемой жидкостью (теплоносителем), а также хранения, отображения, и передачи результатов измерений.

Теплосчётчик представляет собой техническое средство в виде единой законченной конструкции либо в виде соединения составных частей: датчика расхода, датчиков температуры, вычислителя.

[Методические рекомендации по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии (Утверждены Приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57 [2])]

3.6 точка учёта тепловой энергии, теплоносителя (точка учёта): Место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учёта или расчётным путём устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых тепловой энергии, теплоносителя для целей коммерческого учёта.

[Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [2], статья 1, определение 24]

4 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АИИС КУТЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта тепловой энергии;

ВСТС – водяная система теплоснабжения;

ИК – измерительный канал;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИС – измерительная система;

МО – метрологическое обеспечение;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

СИ – средство измерений;

СОЕВ – система обеспечения единого времени;

ТЭ – тепловая энергия

5 Общие положения

5.1 Для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя могут применяться различные средства измерительной техники (Приложение А) в зависимости от вида и сложности систем водяного теплоснабжения, целей учёта энергоносителей, экономических критериев:

- измерительные преобразователи – преобразователи расхода (массового или объёмного), температуры, разности температур, давления;

- измерительные приборы - теплосчётчики по 3.5 настоящего стандарта (одноканальные, многоканальные);

- измерительно-вычислительные комплексы – тепловычислители, ИВК;

- измерительные системы – ИС ТЭ, АИИС КУТЭ.

5.2 СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения разрабатывают в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.591, ГОСТ Р 8.592, ГОСТ Р 8.596, ГОСТ Р 8.642, ГОСТ Р 8.654, ГОСТ Р 8.674, ГОСТ Р 51649, ГОСТ Р ЕН 1434, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.602, [2, 3], нормативных документов на средства измерений расхода теплоносителя, температуры, давления, тепловой энергии, а также требованиями настоящего стандарта.

5.3 СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС с целью коммерческого учёта тепловой энергии, теплоносителя должны соответствовать техническим и метрологическим требованиям, установленным законодательством Российской Федерации [1-3].

5.4 Метрологическое обеспечение СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС включает в себя следующие виды деятельности:

- нормирование и расчёт метрологических характеристик СИ, в том числе теплосчётчиков, измерительных каналов ИС ТЭ и АИИС КУТЭ;

- метрологическая экспертиза технической документации;

- испытания в целях утверждения типа, утверждение типа СИ;

- разработка и аттестация методики (метода) измерений тепловой энергии;

- поверка или калибровка СИ;
- метрологический контроль и надзор.

5.4.1 Особенности и требования к метрологическому обеспечению ИС ТЭ приведены в приложении Б. Виды деятельности по МО на стадиях жизненного цикла ИС ТЭ приведены в приложении В.

5.4.2 Особенности и требования к метрологическому обеспечению АИИС КУТЭ приведены в приложении Г.

6 Нормирование метрологических характеристик

6.1 Метрологические характеристики нормируют для СИ измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС с учетом требований ГОСТ 8.009 и ГОСТ Р 8.674.

6.2 Нормирование МХ СИ должно обеспечивать:

- расчёт погрешности измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя при помощи СИ в нормальных условиях;
- расчёт приписываемых характеристик погрешности измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя при помощи СИ в рабочих условиях эксплуатации, который выполняется с учетом требований ГОСТ Р 8.563;
- определение метрологических характеристик СИ при испытаниях в целях утверждения типа;
- контроль МХ при поверке СИ.

6.3 Для СИ должны быть нормированы следующие МХ:

- пределы допускаемой погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации или пределы допускаемых основной и дополнительных погрешностей (или функции влияния внешних влияющих факторов);
- погрешность измерений времени и интервалов времени.

6.3.1 Нормирование МХ ИС не исключает нормирования МХ отдельных СИ (измерительных преобразователей, приборов, ИК ИС ТЭ, ИК АИИС КУТЭ).

6.3.2 Требования к регламентации состава и характеристик ИС ТЭ приведены в приложении Г.

6.4 Программное обеспечение СИ должно соответствовать общим требованиям по ГОСТ Р 8.654.

6.5 Интервалы между поверками и между калибровками СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения, устанавливают и корректируют в соответствии с [4].

7 Метрологическая экспертиза технической документации

7.1 Метрологическая экспертиза технической документации на СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС, проводится в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации [3].

7.2 В общем случае метрологической экспертизе подвергают следующую документацию:

- техническое задание или заменяющий его документ на разработку СИ;
- проектную, рабочую конструкторскую, технологическую и эксплуатационную документацию, предназначенную для монтажа, установки, настройки и эксплуатации СИ, а также документацию на программное обеспечение;
- проект методики (метода) измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя с помощью СИ, представленный на аттестацию по ГОСТ Р 8.563.

8 Испытания в целях утверждения типа, утверждение типа

8.1 СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, должны проходить в установленном законодательством порядке процедуру испытаний в целях утверждения типа и утверждение типа [3].

8.2 Испытания в целях утверждения типа СИ проводят по программам и в порядке, требования к которым изложены в правилах по метрологии ПР 50.2.104–09, [6-8].

8.3 Проверку ПО в рамках испытаний в целях утверждения типа СИ проводят в соответствии с ГОСТ Р 8.654, [6-8].

8.4 При необходимости и при выполнении измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения в соответствии с частью 2 статьи 5 Федерального закона [3] методики (методы) измерений с использованием СИ аттестуют в установленном порядке по ГОСТ Р 8.563, [9–10].

9 Поверка, калибровка

9.1 СИ для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в ВСТС, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, должны проходить в установленном законодательством порядке процедуру поверки [3, 11].

9.2 Первичную поверку СИ выполняют перед вводом в промышленную (постоянную) эксплуатацию и после ремонта.

9.3 Периодическую поверку СИ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

9.4 При поверке проверяют соответствие идентификационных признаков используемого в составе СИ программного обеспечения идентификационным признакам, указанным в описании типа.

9.5 СИ, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, должны проходить калибровку в том порядке, который установлен производителем или владельцем СИ и регламентирован в эксплуатационной документации на СИ или методике калибровке по [12].

10 Метрологический надзор

10.1 За СИ, предназначенными для применения в сфере государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, осуществляется государственный метрологический надзор в соответствии со статьями 15, 16 Федерального закона [3].

10.2 Внутренний метрологический надзор осуществляют метрологические службы юридических лиц в установленном порядке [13].

Библиография

[1] Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»

[2] Методические рекомендации по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии (Утверждены Приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57)

[3] Федеральный закон от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[4] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 74–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений. М. Стандартинформ, 2005

[5] Рекомендации по метрологии МИ 3290–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа. М. ВНИИМС, 2010

[6] Рекомендации по метрологии МИ 3286–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа. М. ВНИИМС, 2010

[7] Рекомендации по метрологии МИ 2479–98 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики в составе автоматизированных систем. Типовая программа испытаний для целей утверждения типа. М. ВНИИМС, 1998

[8] Рекомендации по метрологии Р 50.2.077–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения. М. Стандартинформ, 2011

[9] Национальный стандарт ГОСТ Р 8.591–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики двухканальные для водяных систем теплоснабжения. Нормирование пределов допускаемой погрешности при измерениях потребленной абонентами тепловой энергии

[10] Национальный стандарт

ГОСТ Р 8.592–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия, потреблённая абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений

[11] Правила по метрологии

ПР 50.2.006–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

[12] Правила по метрологии

ПР 50.2.016–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Российская система калибровки. Требования к выполнению калибровочных работ

[13] Рекомендации по метрологии

МИ 2304—2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Общие положения

Приложение А
(рекомендуемое)
Классификация средств измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения

Т а б л и ц а А.1

Средства измерений (в соответствии с РМГ 29)	Назначение	Примеры реализации	Особенность применения	Область применения (преимущественная)	Требования к МО для целей коммерческого учёта тепловой энергии
1 Измерительные преобразователи	Измерительное преобразование параметров теплоносителя:		Для измерений тепловой энергии могут быть использованы лишь после их объединения в составе теплосчётчиков ИВК, ИС ТЭ, выполненных как ИС-1 или ИС-2 по ГОСТ Р 8.596	В составе узлов учёта тепловой энергии на источниках и у потребителей тепловой энергии	1. Измерительные преобразователи должны быть утверждённого типа, поверены. 2. ИВК или ИС ТЭ, в состав которых входят измерительные преобразователи, должны быть утверждённого типа, поверены
	– расхода (массового или объёмного);	Расходомеры.			
	– температуры;	Термометры сопротивления.			
	– разности температур;	Комплекты термометров сопротивления.			
	– давления	Преобразователи давления			

Продолжение таблицы А.1

Средства измерений (в соответствии с РМГ 29)	Назначение	Примеры реализации	Особенность применения	Область применения (преимущественная)	Требования к МО для целей коммерческого учёта тепловой энергии
2 Измерительные приборы	Измерение тепловой энергии. Измерение времени	Теплосчётчики одноканальные, содержащие в своём составе только один канал измерений тепловой энергии	Применяются в системах теплоснабжения: – с одним или двумя измерительными преобразователями расхода (расходомерами); – с одним или двумя измерительными преобразователями температуры (термометрами сопротивления) с аналоговыми выходными сигналами и об-разуют ИС-1 по ГОСТ Р 8.596	Узлы учёта тепловой энергии в закрытых системах теплоснабжения потребителей	1. Измерительные преобразователи и измерительные приборы должны быть утверждённого типа, поверены. 2. Измерительные приборы, ИВК и ИС ТЭ, в состав которых входят измерительные преобразователи, должны быть утверждённого типа, поверены. 3. Требуется проверка неизменности программного обеспечения и защищённости программного обеспечения и результатов измерений от несанкционированного изменения
		Теплосчётчики многоканальные, содержащие в своём составе более одного канала измерений тепловой энергии			

Продолжение таблицы А.1

Средства измерений (в соответствии с РМГ 29)	Назначение	Примеры реализации	Особенность применения	Область применения (преимущественная)	Требования к МО для целей коммерческого учёта тепловой энергии
3 Измерительные вычислительные комплексы (ИВК)	Вычисление тепловой энергии. Измерение времени	Тепловычислители	Применяются совместно с измерительными преобразователями (по поз. 1 таблицы А1) с цифровыми выходными сигналами и образуют ИС-1 по ГОСТ Р 8.596	Узлы учёта тепловой энергии на промышленных предприятиях	1. Измерительные преобразователи и измерительные приборы, входящие в состав ИВК, должны быть утверждённого типа, поверены. 2. ИВК, в состав которых входят измерительные преобразователи и измерительные приборы, должны быть утверждённого типа, поверены. 3. Требуется проверка неизменности программного обеспечения и защищённости программного обеспечения и результатов измерений от несанкционированного изменения
	Измерение тепловой энергии. Измерение времени	Измерительные вычислительные комплексы, в том числе включающие стандартные сужающие устройства по ГОСТ 8.586.2	Применяются в системах теплоснабжения совместно с измерительными преобразователями расхода (расходомерами), температуры (термометрами сопотввления), давления и образуют ИС-1 по ГОСТ Р 8.596	Узлы учёта тепловой энергии на источниках тепловой энергии (ТЭЦ, РТС, котельных и т.д.)	

Продолжение таблицы А.1

Средства измерений (в соответствии с РМГ 29)	Назначение	Примеры реализации	Особенность применения	Область применения (преимущественная)	Требования к МО для целей коммерческого учета тепловой энергии
4 Измерительные системы (ИС)	Измерение тепловой энергии. Измерение времени	Измерительные системы тепловой энергии (ИС ТЭ), СОВЕ формируется на всех уровнях ИС ТЭ	Образуют ИС-1 или ИС-2 по ГОСТ Р 8.596	Применяются на источниках тепловой энергии, ЦТП, у крупных потребителей со сложными системами теплоснабжения	1. Измерительные преобразователи, приборы и ИВК, входящие в состав ИС ТЭ, должны быть утвержденного типа, поверены. 2. ИС ТЭ, в состав которых входят измерительные преобразователи, измерительные приборы и ИВК, должны быть утвержденного типа, поверены и иметь аттестованную методику измерений тепловой энергии. 3. Требуется проверка неизменности программного обеспечения и защищенности программного обеспечения и результатов измерений от несанкционированного изменения 4. Операции поверки АИИС КУТЭ ориентированы на подтверждение достоверности передачи метрологически значимой информации, могут не включать проверку отдельных измерительных каналов и измерительных компонентов нижнего уровня при обязательном выполнении поз. 1 настоящего перечисления. Тепловая энергия определяется поканально, в результате прямых измерений теплосчетчиком или ИС ТЭ
		Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета тепловой энергии (АИИС КУТЭ). СОВЕ формируется на всех уровнях ИС ТЭ	Многоуровневые автоматизированные информационно-измерительные системы, образующие ИС-1 или ИС-2 по ГОСТ Р 8.596-2002 и содержащие в своём составе более одного ИВК и (или) ИС ТЭ в качестве измерительных компонентов нижнего уровня, к вычислительным компонентам которых обеспечивается доступ, в том числе удаленный, вычислительного компонента верхнего уровня, консолидирующего измерительную информацию о количестве потребленной/отпущенной тепловой энергии для целей коммерческого учёта	Применяются сбытовыми организациями и сбытовыми компаниями для коммерческого учета отпускаемой тепловой энергии в муниципальных и центральных образованиях в ЖКХ	

Приложение Б
(рекомендуемое)
Особенности и требования к метрологическому обеспечению
измерительных систем тепловой энергии

Т а б л и ц а Б.1 – Особенности и требования к МО ИС ТЭ

Признак классификации	Классы ИС по ГОСТ Р 8.596	
1 По проектированию ИС	ИС-1	ИС-2
Особенности ИС		
1 Номенклатура и количество ИК	Могут варьироваться в пределах описания типа	Регламентированы описанием типа
2 Состав ИК	Регламентирован описанием типа	
3. Модернизация	Возможна в пределах описания типа	Не предусмотрена
Процедуры МО ИС		
1 Приёмо-сдаточные испытания	Проводятся либо у изготовителя, либо на объекте	Проводятся на объекте
2 Испытания в целях утверждения типа	Проводятся для одного или нескольких экземпляров ИС-1, включающих все типы ИК по номенклатуре и составу, регламентированные описанием типа	Проводятся для каждого экземпляра ИС-2
3 Первичная поверка до ввода в эксплуатацию*	Проводится для каждого экземпляра ИС либо у изготовителя, либо на объекте	Не предусмотрена – свидетельство о поверке оформляется по результатам испытаний в целях утверждения типа
4 Первичная поверка после ремонта *	Проводится на объекте	
5 Периодическая поверка *	Проводится на объекте	
2 По характеру обслуживания	Необслуживаемые	Обслуживаемые

Процедуры МО ИС		
1 Поверка	Только первичная до ввода в эксплуатацию	Как первичная до ввода в эксплуатацию, так и периодическая
2 Техническое обслуживание, настройка, ремонт	Не предусмотрены	Возможны
3 По распределённости на объекте	Локализованные	Распределённые
Особенности МО ИС		
1 Количество используемого персонала	Достаточно одного специалиста	Не менее двух специалистов
2 Оснащённость персонала средствами связи	Не обязательно	Обязательно
3 Требования к этапам	Существенных требований к габаритам, массе, мобильности не предъявляется	Малогабаритные, лёгкие, мобильные, с малыми затратами времени на подготовку к работе, сохраняющие МХ в широком диапазоне рабочих условий эксплуатации
4 Требования к контролю условий эксплуатации	Достаточен контроль условий эксплуатации в одном помещении	Требуется контроль условий эксплуатации в нескольких помещениях

*** П р и м е ч а н и я**

1 Поверке подлежат измерительные каналы ИС ТЭ в соответствии с перечнем ИК ИС ТЭ, приведённым в описании типа на ИС ТЭ.

Поверку измерительных систем, в которых используется для измерений меньшее число измерительных каналов (т.е. для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе диапазонов измерений), допускается на основании решения владельца ИС ТЭ (индивидуального предпринимателя, руководителя юридического лица) и в обоснованных технико-экономических случаях производить только по тем требованиям нормативных документов по поверке, которые определяют пригодность ИС ТЭ для применяемого числа измерительных каналов [11].

Решение владельца ИС ТЭ (технико-экономическое обоснование) об изменении числа ИК ИС ТЭ, предъявляемых на поверку, должно быть оформлено письменно. Соответствующая запись о поверке такой системы должна быть сделана в приложении к свидетельству о поверке и в эксплуатационных документах.

2 Измерительные компоненты ИС ТЭ поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки ИС ТЭ, поверяется только этот компонент, а поверка ИК и ИС ТЭ в целом не проводится.

3 При замене измерительных компонентов на однотипные ИС ТЭ, или их ремонте, а также при введении в действие новых измерительных каналов, однотипных используемым (если это допускается описанием типа) ИС ТЭ подлежит внеочередной поверке, при которой проверяется работоспособность ИС ТЭ в целом и проверяются только те ИК, в которых проведена замена измерительных компонентов.

При положительных результатах внеочередной поверки оформляется дополнительное свидетельство о поверке, на обратной стороне которого указываются идентификационные признаки заменяемых, ремонтируемых, переустанавливаемых или вновь вводимых каналов, а так же указание о том, в дополнение к какому свидетельству о поверке ИС ТЭ оформлено данное свидетельство. При этом на основном свидетельстве делается отметка о выдаче дополнительного свидетельства.

4 При модернизации ИС ТЭ путём введения новых групп измерительных каналов должны быть проведены испытания в целях утверждения типа этих ИК.

В составе ИК допускается применение измерительных компонентов аналогичных типов, прошедших испытания с целью утверждения типа с аналогичными техническими и метрологическими характеристиками.

При проведении испытаний должна быть проверена работоспособность системы в целом с новыми измерительными каналами.

В описании типа этих ИК должно быть указано в составе какой ИС ТЭ могут применяться эти каналы.

5 В случае обновления ПО ИС ТЭ, расширении/модификации его функций проводится анализ изменений, внесённых в ПО. Если внесённые изменения могут повлиять на метрологически значимую часть ПО, то проводят испытания ИС ТЭ в целях утверждения типа

Приложение В (рекомендуемое)

Виды деятельности по МО на стадиях жизненного цикла ИС ТЭ

Т а б л и ц а В.1 Виды деятельности по МО на стадиях жизненного цикла ИС ТЭ

Стадии жизненного цикла ИС ТЭ	Деятельность по МО ИС ТЭ
1 Разработка технического задания	Метрологическая экспертиза технического задания
2 Разработка ИС ТЭ	Метрологическая экспертиза: проектной документации; конструкторской документации; технологической документации; эксплуатационной документации документация на ПО
3 Опытная эксплуатация	1 Оценка соответствия установленным требованиям (в том числе для целей сертификации на электромагнитную совместимость, электробезопасность, искробезопасность, взрывозащиту и др.). 2 Испытания в целях утверждения типа, включая: - определение метрологических и технических характеристик, включая показатели точности, выраженных в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации; - идентификацию программного обеспечения и оценку его влияния на МХ; - разработку или выбор методики поверки и ее опробование; - определение интервала между поверками; - анализ конструкции на наличие ограничений доступа к определенным частям ИС ТЭ (включая программное обеспечение) с целью предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений. 3 Аттестация методики (метода) измерений
4 Изготовление ИС	1 Метрологическое обеспечение производства ИС ТЭ. 2 Приёмо-сдаточные испытания
5 Ввод в промышленную эксплуатацию	Первичная поверка (калибровка)
6 Промышленная эксплуатация	Периодическая поверка (калибровка)

7 Модернизация: замена компонен- тов; ввод новых ИК; ввод новых функ- ций; модернизация ПО	1 Испытания в целях утверждения типа. 2 Первичная поверка (калибровка)
8 Техническое обслуживание и ремонт	Первичная поверка (калибровка)

Приложение Г (рекомендуемое)

Требования к регламентации состава и характеристик измерительных каналов измерительных систем тепловой энер- гии

Т а б л и ц а Г.1 – Требования к регламентации состава и характеристик ИК ИС
ТЭ

Требования к ИК / признаки классификации ИС	Классы ИС по ГОСТ Р 8.596	
1 По проектированию ИС	ИС-1	ИС-2
1.1 Состав ИК с указанием типов СИ, его образующих, должен быть регламентирован:	для ИК каждого вида	для каждого экземпляра ИК с указанием места его установки
1.2 Условия эксплуатации компонентов должны быть регламентированы:	для ИК каждого вида или каждого компонента ИС	для каждого экземпляра ИК, группы ИК или каждого компонента ИС
1.3 Диапазон измерений, нормируемые МХ и методы проверки соответствия МХ установленным нормам должны быть регламентированы:	для ИК каждого вида	для каждого экземпляра ИК или группы ИК
2 По характеру обслуживания	Обслуживаемые	Необслуживаемые
2.1 Характеристики надёжности компонентов должны обеспечивать установленные МХ и характеристики надёжности ИС	в течение интервала между поверками	в течение срока службы ИС
2.2 Резервирование компонентов должно обеспечивать:	возможность проведения технического обслуживания и ремонта ИС	требуемые характеристики надёжности ИС
3 По распределённости на объекте	Распределённые	Локализованные
3.1 Условия эксплуатации компонентов должны быть регламентированы, подлежат контролю и обеспечению	в нескольких помещениях	в одном помещении

3.2 К связующим компонентам должны быть регламентированы требования по обеспечению защиты от несанкционированного доступа через линии связи (включая беспроводные) и переходные устройства, а также требования по обеспечению:	надёжной (в том числе беспроводной) передачи достоверной информации в условиях электромагнитных помех	надёжной передачи достоверной информации и, преимущественно, измерительных сигналов с их минимально возможными искажениями
--	---	--

Т а б л и ц а Г.2 Пример регламентации состава ИК ИВК ИС-1

№№ группы ИК	Наименование измеряемой ФВ	Диапазон измерений, ед. измерения	Тип/диапазон входного электрического сигнала (по ГОСТ 26.011, ГОСТ Р 6651)	Пределы допускаемой погрешности ИК
Тип тепловычислителя в составе ИК - СПТ943				
	Температура	от минус 50°C до плюс 175°C	Электрическое сопротивление с термopеобразователя сопротивлений Pt100, 100П (Pt'100), 100М (Cu'100)	$\Delta = \pm 0,1^\circ\text{C}$
	Давление	(0 – 1,6) МПа ((0 – 16) кгс/см ²)	Сила электрического тока (4-20) мА	$\gamma = \pm 0,1\%$
	Объем	(0 – 99 999 999) м ³	Импульсный периодический сигнал с частотой следования импульсов (0-18) Гц или (0-1000) Гц	$\delta = \pm 0,01\%$
	Масса	(0 – 99 999 999) т	Вычисляемая величина (результат косвенного измерения)	$\delta = \pm 0,02\%$
	Тепловая энергия	(0 – 99 999 999) ГДж	Вычисляемая величина	$\delta = \pm 0,02\%$
Тип вычислителя количества теплоты в составе ИК - ВКТ-7				
	Температура	(0 – 180) °C	100М (Cu'100), 100П (Pt'100), Pt100, 500П(Pt'500), Pt500	$\Delta = \pm 0,1^\circ\text{C}$
	Масса	(0 – 10 ⁸) т	Вычисляемая величина	$\delta = \pm 0,1\%$
	Тепловая энергия	(0 - 10 ⁷) ГДж	Вычисляемая величина	$\delta = \pm (0,1 + 3/\Delta t)\%$, где Δt – измеренная разность температур, °C

	Темпера- тура	от минус 25°C до плюс 125°C	Pt1000	$\Delta = \pm 1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
П р и м е ч а н и е В таблице приняты следующие обозначения: Δ – абсолютная погрешность, γ – приведенная погрешность; δ – относительная погрешность.				

Приложение Д (рекомендуемое)

Особенности и требования к метрологическому обеспечению автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта тепловой энергии (АИИС КУТЭ)

АИИС КУТЭ создают, как правило, при необходимости учета потребления тепловой энергии с использованием большого числа (от нескольких сотен до нескольких десятков тысяч) измерительных каналов, что приводит к предъявлению специфических требований к таким системам и к особенностям их метрологического обеспечения.

АИИС КУТЭ в силу своего назначения применяются в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений [3] и должны подвергаться таким формам государственного регулирования, как утверждение типа средства измерений, первичная и периодическая поверка.

Метрологическая экспертиза проекта АИИС КУТЭ (для ИС-2), если иное не установлено законодательством, проводится, как правило, на добровольной основе и служит целям снижения рисков изготовителя, заключающихся в обнаружении нарушений метрологических норм и правил при испытаниях системы в целях утверждения типа.

При испытаниях в целях утверждения типа допускается в Описании типа на АИИС КУТЭ приводить только перечень возможных групп измерительных каналов, совпадающих, как правило, с типами измерительных компонентов нижнего уровня (теплосчетчиков и/или ИС ТЭ), при условии, что все используемые измерительные компоненты – средства измерений утвержденных типов, без перечисления всех измерительных каналов, входящих в состав АИИС КУТЭ, если испытываемая система отвечает следующим требованиям:

Обеспечение системной функции – способность системы принимать, хранить и предоставлять измерительную и служебную информацию по заданному регламенту без существенных (явных) искажений, существенных задержек, от произвольного числа измерительных компонентов в пределах заданного множества.

П р и м е ч а н и я

1 Существенные (явные) искажения информации – такие искажения, которые могут быть выявлены при анализе достоверности.

2 Несущественные (неявные) искажения информации – такие искажения, которые не могут быть выявлены при анализе достоверности, но могут повлиять на погрешность измерений.

3 Существенная задержка – задержка, при которой измерительная информация теряет свою актуальность.

Достоверизация – способность системы анализировать принимаемую информацию с точки зрения ее достоверности по заданным критериям. В качестве критериев достоверности могут использоваться: результаты идентификации источника информации, нахождение измеряемых величин в допустимых диапазонах, сведения о легитимности применяемых СИ, в том числе действующие результаты поверки, результаты анализа журнала событий, отражающего состояние компонентов системы нижнего уровня с целью выявления нештатных ситуаций за период достоверизации и другие критерии.

Защищенность – способность системы противостоять случайным или преднамеренным несанкционированным воздействиям с обязательным журналированием санкционированных воздействий, приводящим к потере или искажению (существенному (явному) или несущественному (неявному)) измерительной информации.

Адаптивность – способность системы автоматически или с помощью оператора сохранять свои функциональные и метрологические характеристики при изменении состава и числа измерительных каналов в пределах заданного множества.

В рамках поверки АИИС КУТЭ, отвечающей вышеперечисленным требованиям, допускается не проводить проверку метрологических характеристик отдельных ИК, входящих в АИИС КУТЭ. В этом случае перечень операций поверки включает проверку перечисленных требований методами, изложенными в методике поверки АИИС КУТЭ.

УДК 389.14.089.6: 006.354 ОКС 17.020

T84.1

Ключевые слова: средства измерений тепловой энергии, тепло-
счётчик, метрологическое обеспечение, тепловая энергия, испы-
тания в целях утверждения типа, поверка, калибровка

Руководитель организации-разработчика

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный ре-
гиональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Директор

ФБУ «Томский ЦСМ»

_____ М. М. Чухланцева

Руководитель
разработки

Директор

ФБУ «Томский ЦСМ»

_____ М. М. Чухланцева

Заместитель директора
по техническому

Исполнитель

регулированию

_____ Л. В. Артюхина

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ПРОЕКТУ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА
ИЗМЕРЕНИЙ.
ТЕПЛОСЧЕТЧИКИ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ВОДЯНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ»

(Согласованное название в ходе обсуждения проекта стандарта:
«Государственная система обеспечения единства измерений.
Средства измерений тепловой энергии для водяных систем
теплоснабжения.

Метрологическое обеспечение. Основные положения»)

1 Основание для разработки национального стандарта

Стандарт разработан в соответствии с Программой разработки национальных стандартов на 2011 г. Шифр 2.17.445-1.001.11.

2 Краткая характеристика объекта стандартизации

Объектом стандартизации являются виды деятельности по метрологическому обеспечению средств измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя в водяных системах теплоснабжения на этапах их жизненного цикла.

Стандарт содержит следующие разделы:

Область применения

Нормативные ссылки

Основные термины и определения

Сокращения

Общие положения

Нормирование метрологических характеристик

Метрологическая экспертиза технической документации

Испытания в целях утверждения типа, утверждение типа

Поверка, калибровка

Метрологический надзор.

В стандарте приведена классификация средств измерений (СИ) тепловой энергии и параметров теплоносителя в соответствии с РМГ 29–99, определены особенности применения СИ в зависимости от вида и сложности систем водяного теплоснабжения, целей учёта энергоносителей и установлены требования к метрологическому обеспечению.

3 Технико-экономическое и социальное обоснование целесообразности разработки документа в статусе национального стандарта

Опыт применения существующих национальных стандартов, устанавливающих требования к теплосчетчикам, и отдельно к измерительным системам, привёл к необходимости гармонизации требований к их метрологическому обеспечению и уточнения ряда требований.

В то же время практика применения средств измерений в области теплоснабжения показала, что в зависимости от вида и сложности систем водяного теплоснабжения, целей учёта энергоносителей, экономических критериев для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя могут применяться различные средства измерительной техники:

- измерительные преобразователи – преобразователи расхода (массового или объёмного), температуры, разности температур, давления;

- измерительные приборы - теплосчётчики (одноканальные, многоканальные) по ГОСТ Р 51649, ГОСТ Р 8.591, ГОСТ Р ЕН 1434 и др.;

- измерительно-вычислительные комплексы – тепловычислители, ИВК;

- измерительные системы – ИС ТЭ, АИИС КУТЭ (ИС-1 или ИС-2 по ГОСТ Р 8.596).

Однако требования к их метрологическому обеспечению чётко не сформированы, сформированы к отдельным группам СИ.

В соответствии с поручениями Президента РФ от 3 ноября 2010г. № Пр-3211 и Председателя Правительства РФ от 15 ноября 2010г. № ВП-П9-7757 приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57 утверждены «Методические рекомендации по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии». Методические рекомендации разработаны с учётом Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», соответствуют Директиве 2004/22/ЕС Европейского Парламента и Совета от 31 марта 2004 г. «О средствах измерений».

Предлагаемый проект разработан в развитие указанных методических рекомендаций и устанавливает требования к метроло-

гическому обеспечению (МО) «систем и приборов учёта тепловой энергии», учитывая российскую специфику применения средств измерений, их классификацию и процедуры МО.

Также предлагаемый проект претендует сыграть роль моста между отечественной практикой изготовления и применения средств измерений тепловой энергии и международными документами: Директивой 2004/22/ЕС и стандартом ГОСТ Р ЕН 1434 «Теплосчётчики. Части 1...6» в новой редакции.

Проект стандарта учитывает требования отечественных нормативных документов в области законодательной и прикладной метрологии, в том числе введенных в действие в последнее время. Наличие такого стандарта в системе метрологического обеспечения измерений в теплоснабжении позволит методически единообразно подходить к МО СИ тепловой энергии на всех стадиях жизненного цикла: от разработки СИ, методик измерений тепловой энергии, как типовых, так и индивидуальных, оценивания погрешностей (неопределенностей) результатов измерений до поверки СИ и метрологического надзора на стадии эксплуатации.

4 Сведения о соответствии проекта стандарта федеральным законам и иным нормативным правовым актам Российской Федерации

Настоящий проект национального стандарта соответствует Федеральному закону от 26 июня 2008г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Правилам учета тепловой энергии и теплоносителя / П-683 Главгосэнергонадзор – М.: Изд-во МЭИ, 1995 и Методическим рекомендациям по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии (Утверждены Приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57).

5 Сведения о взаимосвязи проекта стандарта с национальными стандартами Российской Федерации, а также предложения по их пересмотру, изменению или отмене

Настоящий проект национального стандарта взаимосвязан со следующими нормативными документами национальной системы стандартизации:

ГОСТ Р 8.563–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.591–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики двухканальные для водяных систем теплоснабжения. Нормирование пределов допускаемой погрешности при измерениях потребленной абонентами тепловой энергии

ГОСТ Р 8.592–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия, потреблённая абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.642–2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учёта тепловой энергии

ГОСТ Р 8.654–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.674–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями

ГОСТ Р 51649–2000 Теплосчётчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

ГОСТ Р ЕН 1434–2006 Теплосчетчики. Части 1...6

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

ГОСТ 34.601–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ПР 50.2.104–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа

РМГ 29–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

Пересмотр, разработка изменений или отмена указанных нормативных документов не требуется, т.к. проект национального стандарта разрабатывался с учетом их требований. Исключение составляет ГОСТ Р ЕН 1434–2006 «Теплосчетчики. Части 1...6», который одновременно пересматривается и будет издан в 2011 г.

6 Сведения о публикации уведомления о разработке проекта национального стандарта

Уведомление о разработке национального стандарта ГОСТ Р «Государственная система обеспечения единства измерений. «Теплосчетчики и измерительные системы тепловой энергии для водяных систем теплоснабжения. Метрологическое обеспечение. Основные положения» опубликовано на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии «08» августа 2011 г.

7 Сведения о публикации уведомления о завершении публичного обсуждения проекта национального стандарта и его размещении на официальном сайте национального органа РФ по стандартизации

Уведомление о завершении публичного обсуждения национального стандарта ГОСТ Р «Государственная система обеспечения единства измерений. «Теплосчетчики и измерительные системы тепловой энергии для водяных систем теплоснабжения. Метрологическое обеспечение. Основные положения» опубликовано на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии «10» октября 2011 г.

8 Источники информации

При разработке проекта настоящего стандарта использовались следующие источники информации:

[1] Международный словарь по метрологии VIM: основные и общие понятия и соответствующие термины: пер. с англ. и фр. / Всерос. науч.-исслед. ин-т метрологии им. Д.И. Менделеева, Белорус. гос. ин-т метрологии. Изд. 2-е, испр. – СПб., 2010

[2] Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»

[3] Правила учета тепловой энергии и теплоносителя / П-683 Главгосэнергонадзор – М.: Изд-во МЭИ, 1995

[4] Методические рекомендации по техническим требованиям к системам и приборам учёта воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии (Утверждены Приказом Минпромторга России от 21 января 2011 г. № 57)

[5] МИ 2594-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики и счетчики количества теплоносителя. Методика установления и подтверждения межповерочных интервалов. М. ВНИИМС, 2000

[6] РМГ 74-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений. М. ИПК Изд-во стандартов, 2004

[7] МИ 2554-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики. Методы испытаний с целью подтверждения межповерочных интервалов. Общие требования. М. ВНИИМС, 1999

[8] Федеральный закон от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[9] МИ 3290-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа. М. ВНИИМС, 2010

[10] МИ 3286-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа. М. ВНИИМС, 2010

[11] МИ 2479-98 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики в составе автоматизированных систем. Типовая программа испытаний для целей утверждения типа. М. ВНИИМС, 1998

[12] Р 50.2.077-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения. М. Стандартинформ, 2011

[13] ГОСТ Р 8.591-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Теплосчетчики двухканальные для водяных систем теплоснабжения. Нормирование пределов допускаемой погрешности при измерениях потребленной абонентами тепловой энергии

[14] МИ 2537-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия открытых водяных систем те-

плоснабжения, полученная потребителем. Методика выполнения измерений. М. ВНИИМС, 2000

[15] МИ 2714-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Энергия тепловая и масса теплоносителя в системах теплоснабжения. МВИ. Основные положения. М. ВНИИМС, 2002

[16] МИ 2553-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Энергия тепловая и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения. М. ВНИИМС, 1999

[17] ПР 50.2.006-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

[18] ПР 50.2.016-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Российская система калибровки. Требования к выполнению калибровочных работ

[19] МИ 2304-2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический контроль и надзор, осуществляемые метрологическими службами юридических лиц

[20] ПР 50.2.104-09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа

9 Сведения о разработчике проекта национального стандарта

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

634012, Томская область, г.Томск, ул. Косарева, д. 17а

Телефон приемной: 8 (3822) 55-44-86; факс приемной: 8 (3822)56-19-61

e-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru; сайт: <http://tomskcsm.ru>

10 Краткая характеристика полученных отзывов заинтересованных лиц и сведения о результатах публичного обсуждения доработанного проекта стандарта

Полученные отзывы в основном касались неоднозначности понятий «теплосчётчик», «измерительная система», требований к их составу, метрологическим характеристикам и процедурам метрологического обеспечения.

В ходе публичного обсуждения стандарта и подготовки окончательной редакции проекта стандарта разработчиком было уточнено название – вместо слов «Теплосчётчики и измерительные системы...» предложено ввести слова «Средства измерений...», как наиболее общий, терминологически и технически корректный вариант, учитывающий сложившуюся практику классифицирования технических средств, предназначенных для измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя, в России. Окончательная редакция проекта стандарта разработана с учётом этого обстоятельства рассматривает МО СИ тепловой энергии в более широком смысле.

Название окончательной редакции проекта стандарта:

«Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений тепловой энергии для водяных систем теплоснабжения. Метрологическое обеспечение. Основные положения».

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

М. М. Чухланцева

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**



**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**ГОСТ Р 8. ... -20...,
проект, первая редакция**

Государственная система обеспечения единства измерений

**СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И СИСТЕМЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
ВИРТУАЛЬНЫЕ**

Общие положения

Издание официальное

**Москва
Стандартинформ
20...**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0–2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от

№ _____

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартиформ, 2012

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения.....	
2 Нормативные ссылки.....	
3 Термины и определения.....	
4 Основные положения.....	
5. Основные метрологические требования	
Библиография.....	

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И СИСТЕМЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ВИРТУАЛЬНЫЕ

Общие положения

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Virtual Measuring Instruments and Virtual Measuring Systems.
General statements

Дата введения –

Область применения

Настоящий стандарт распространяется на виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы, разрабатываемые и применяемые в Российской Федерации, и устанавливает основные термины и их определения, а также основные положения и метрологические требования, относящиеся к ним.

Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ Р 8.654–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.673–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Основные термины и определения.

ГОСТ Р 8.734–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Методы метрологического самоконтроля.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207–99 Информационная технология. Процессы жизненного цикла программных средств.

ГОСТ Р ИСО/МЭК 16085–2007 Менеджмент риска применение в процессах жизненного цикла систем и программного обеспечения.

ГОСТ Р ИСО 5725-1–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 1. Основные положения и определения.

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 виртуальное средство измерений (virtual measuring instrument): Средство измерений, предназначенное для измерений одной или нескольких величин в одной точке контролируемого объекта, реализованное на основе универсального вычислительного ресурса, например, универсального компьютера, оснащенного специализированным программным обеспечением и специализированными

аппаратными средствами (измерительными преобразователями и/или мерами, а также другими техническими средствами), использующее для отображения измерительной информации и/или управления процессом измерений графику на дисплее.

3.2. измерительная система (measuring system): Совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта и т.п. с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях.

[РМГ 29-99 [1], статья 6.14]

виртуальная измерительная система (virtual measuring system): Измерительная система, предназначенная для измерений одной или нескольких величин в разных точках контролируемого объекта, реализованная на основе универсального вычислительного ресурса, например, универсального компьютера, оснащенного специализированным программным обеспечением и специализированными аппаратными средствами (измерительными преобразователями и/или мерами, а также другими техническими средствами), использующая для отображения измерительной информации и/или управления процессом измерений графику на дисплее.

метрологический самоконтроль виртуального средства измерений: Автоматическая проверка метрологической исправности виртуального средства измерений в процессе эксплуатации, осуществляемая с использованием принятого опорного значения, формируемого с помощью встроенного в специализированные аппаратные средства дополнительного устройства (измерительного преобразователя или меры) или выделенного дополнительного параметра выходного сигнала.

П р и м е ч а н и я

1 Термин «опорное значение» соответствует термину «принятое опорное значение» по ГОСТ Р ИСО 5725-1 и термину «опорное значение величины» по [2]:

принятое опорное значение (accepted reference value): Значение, которое служит в качестве согласованного для сравнения и получено как:

а) теоретическое или установленное значение, базирующееся на научных принципах;

б) приписанное или аттестованное значение, базирующееся на экспериментальных работах какой-либо национальной или международной организации;

с) согласованное или аттестованное значение, базирующееся на совместных экспериментальных работах под руководством научной или инженерной группы;

д) математическое ожидание измеряемой характеристики, то есть среднее значение заданной совокупности результатов измерений – лишь в случае, когда а), б) и с) недоступны...

[ГОСТ Р ИСО 5725-1–2002, статья 3.5]

опорное значение величины

опорное значение

англ. *reference quantity value, reference value*

фр. *valeur de référence, f*

значение величины, которое используется как основа для сопоставления со значениями **величин** того же **рода**

ПРИМЕЧАНИЕ 1 Опорное значение величины может быть **истинным значением величины**, подлежащей измерению, в этом случае оно неизвестно, или **принятым значением величины**, в этом случае оно известно.

[VIM, JCGM, 2008 [2], пункт 5.18]

2 Метрологический самоконтроль виртуального средства измерений может быть реализован в двух формах: метрологического прямого или метрологического диагностического самоконтроля, которые аналогичны соответствующим формам метрологического самоконтроля датчика по ГОСТ Р 8.673.

виртуальное интеллектуальное средство измерений (virtual intelligent measuring instrument) или **виртуальная интеллектуальная измерительная система** (virtual intelligent measuring system): виртуальное средство измерений или виртуальная измерительная система с функцией метрологического самоконтроля.

метрологический самоконтроль измерительной системы: Автоматическая проверка метрологической исправности измерительной системы в процессе эксплуатации посредством встроенных в нее технических и программных средств.

[ГОСТ Р 8.673, статья 3.16]

3.7 облачная система (cloud system): Система, обеспечивающая пользователей сетевым доступом к совместно используемой сово-

купности конфигурируемых вычислительных ресурсов (например, серверам, устройствам хранения данных, приложениям и сервисам как вместе, так и по отдельности), которые могут быть оперативно предоставлены и освобождены с минимальными эксплуатационными затратами и/или обращениями к провайдеру.

П р и м е ч а н и е

Облачная система может быть открытой, закрытой и смешанной.

Открытая облачная система предоставляется для использования всем желающим.

Закрытая облачная система создается для эксплуатации одной организацией или группой организаций.

Смешанная облачная система сочетает открытую и закрытую части.

3.8 объект измерения: Тело (физическая система, процесс, явление и т.д), которое характеризуется одной или несколькими измеряемыми физическими величинами.

[РМГ 29-99 [1], статья 5.19]

3.9 виртуальная модель: Модель, реализованная на основе универсального вычислительного ресурса, например, универсального компьютера, оснащенного специализированным программным обеспечением, использующая для отображения и/или управления графику на дисплее.

П р и м е ч а н и я

Вариантами виртуальных моделей, используемых в измерительной технике и метрологии, являются виртуальные модели различных средств измерений, измерительных систем, объектов измерений и процессов измерений.

Детализация виртуальных моделей определяется целями и задачами моделирования.

3.10 метрологически значимое программное обеспечение: Программы и программные модули, выполняющие функции сбора, передачи, обработки, хранения и представления измерительной информации, а также параметры, характеризующие тип средства измерений и внесенные в программное обеспечение.

[ГОСТ Р 8.654, статья 3.14]

3.11 аттестация программного обеспечения: Исследование программного обеспечения в целях определения его характеристик,

свойств и идентификационных данных (признаков) и подтверждения соответствия предъявляемых к нему требований.

[ГОСТ Р 8.654, статья 3.1, МИ 2955[3], статья 4.1]

Основные положения

4.1 Виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы предназначены для экономически эффективного обеспечения решения задач:

требующих измерений различных величин, в том числе, в произвольной последовательности;

в области косвенных, совокупных и совместных измерений, в том числе, для унификации алгоритмов обработки данных и их оптимизации;

в области организации процессов измерений, в том числе, для обучения.

Виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы позволяют:

измерять характеристики и параметры процессов,

обрабатывать сигналы в реальном времени,

управлять процессом измерений.

4.2 Виртуальные средства измерений или виртуальные измерительные системы подразделяются на проблемно-ориентированные и функционально-ориентированные.

4.2.1 Проблемно-ориентированные виртуальные средства измерений или виртуальные измерительные системы предназначены для контроля или исследования конкретного класса объектов (систем управления транспортными средствами, полупроводниковых материалов, микроорганизмов и т.д.).

4.2.2 Функционально-ориентированные виртуальные средства измерений или виртуальные измерительные системы предназначены для контроля или исследования конкретной группы измеряемых параметров.

4.3 Специализированные аппаратные средства виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы

4.3.1 Специализированные аппаратные средства могут быть встроены в корпус компьютера и/или размещаться за его пределами.

4.3.2 Специализированные аппаратные средства могут включать в себя датчики, вторичные измерительные преобразователи (фильтры, усилители, АЦП, ЦАП, и т.п.), измерительные при-

боры, меры величин, специализированные контроллеры, модули Wi-Fi, Bluetooth, RS-232, RS-485, Ethernet и др.

4.3.3 Если виртуальное средство измерений или виртуальная измерительная система частично входит в состав многофункционального технического комплекса, который включает также системы, реализующие другие функции, например, функции управления технологическим процессом, специализированные аппаратные средства должны быть совместимы по параметрам сигналов с другими системами упомянутого комплекса.

4.3.4 Специализированные аппаратные средства могут подключаться к универсальному вычислительному ресурсу:

через связующие компоненты (кабели связи или разъемы), беспроводным способом.

4.4 Специализированное программное обеспечение виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы

4.4.1 Структура специализированного программного обеспечения включает:

модули графического представления панелей индикации измерительной информации и управления;

модули процедур, обеспечивающих управление процессом измерений, сбором и хранением данных, их обработкой и передачей измерительной информации на панель индикации;

драйверы специализированных аппаратных средств;

драйверы интерфейса.

4.4.2 Специализированное программное обеспечение может быть реализовано с использованием универсальных программных средств объектного моделирования (LabView, ZETView, AgilentVEE), а также других программных средств.

4.4.3 Если виртуальное средство измерений или виртуальная измерительная система частично входит в состав многофункционального технического комплекса, в котором универсальный вычислительный ресурс используется также для систем, реализующих другие функции, например, функции управления технологическим процессом, программные средства должны обеспечивать разделение во времени (с учетом задержки прохождения по цепям) различных сигналов, поступающих на упомянутый ресурс.

При организации процессов жизненного цикла программных средств таких комплексов следует учитывать требования ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207 и ГОСТ Р ИСО/МЭК 16085.

4.4.4 Специализированное программное обеспечение может быть реализовано с использованием облачных систем.

4.4.5 В числе модулей процедур специализированное программное обеспечение может включать модули метрологического автосопровождения, реализующего проверку метрологических характеристик программного обеспечения.

4.4.6 В случае, если специализированные аппаратные средства обладают необходимой избыточностью, в число модулей процедур могут быть включены модули метрологического самоконтроля упомянутых аппаратных средств и/или модули метрологического самоконтроля виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы в целом.

4.5 Процедуры сбора измерительной информации с помощью специализированных аппаратных средств и последующей ее обработки могут быть разделены во времени при осуществлении запоминания полученных данных.

4.6 Для проведения исследований специализированное программное обеспечение может быть снабжено модулями, реализующими виртуальную модель процесса измерения.

4.6.1 Виртуальная модель процесса измерений включает виртуальные модели объекта измерений, а также модели средства измерений или измерительной системы и учитывает взаимодействие между ними и воздействие влияющих факторов.

4.6.2 Виртуальная модель процесса измерений дает возможность:

- анализировать взаимодействие объекта и средства измерений или измерительной системы и воздействие влияющих факторов;
- оптимизировать структуру и характеристики соответствующего виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы.

4.6.4 При формировании виртуальной модели средства измерений или измерительной системы должны быть учтены инструментальные составляющие погрешности.

4.6.3 При формировании виртуальной модели процесса измерений должны быть учтены методические составляющие погрешности.

4.7 В виртуальном интеллектуальном средстве измерений или виртуальной измерительной системе метрологический прямой или метрологический диагностический самоконтроль может быть реализован на основе методов, аналогичных изложенным в ГОСТ 8.734.

4.7.1 С помощью эталонных мер электрической величины, например, мер напряжения, в составе специализированных аппаратных средств может осуществляться метрологический прямой самоконтроль модулей с входным электрическим сигналом вместе со специализированным программным обеспечением.

4.8 При использовании интеллектуальных датчиков в составе специализированных аппаратных средств может осуществляться метрологический диагностический и метрологический прямой самоконтроль виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы.

Основные метрологические требования

5.1 Метрологические характеристики виртуальных средства измерений должны быть нормированы в соответствии с ГОСТ 8.009.

Метрологические характеристики виртуальных измерительных систем должны быть нормированы в соответствии с ГОСТ Р 8.596.

При нормировании метрологических характеристик виртуальных интеллектуальных средств измерений и виртуальных интеллектуальных измерительных систем следует принять во внимание требования ГОСТ Р 8.734.

5.2 Виртуальные средства измерений, а также виртуальные измерительные системы могут применяться в области, которая полностью или частично совпадает с областью, на которую распространяется сфера государственного регулирования согласно Федеральному закону Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [4].

5.2.1 Виртуальные средства или системы, в части специализированных аппаратных средств (в том числе, включающих контроллер с встроенным программным обеспечением) и метрологически значимого специализированного программного обеспечения, которые при объединении с вычислительным ресурсом предназначены для измерений в сфере государственного регулирования, подлежат обязательному утверждению типа.

5.2.2 При утверждении типа должны быть установлены метрологические характеристики, интервал между поверками, а также методика поверки.

5.2.3 Виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы, которые предназначены для применения в

области, которая полностью или частично совпадает с областью, на которую распространяется сфера государственного регулирования, могут работать в составе закрытых облачных систем.

5.3 Виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы, которые не предназначены для применения в области, относящейся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, могут в добровольном порядке подвергаться калибровке.

5.4 Специализированные аппаратные средства совместно со связанным с ними метрологически значимым специализированным программным обеспечением, входящие в состав виртуальных средств измерений или виртуальных измерительных систем, подлежащих утверждению типа, в части, не предназначенной для измерений в сфере государственного регулирования, могут в добровольном порядке подвергаться калибровке.

5.5 Специализированное программное обеспечение виртуальных средств измерений и виртуальных измерительных систем должно соответствовать ГОСТ Р 8.654.

5.6 Аттестацию специализированного программного обеспечения следует проводить в соответствии с рекомендациями МИ 2955 [3].

Если влияние специализированного программного обеспечения на метрологические характеристики, учтено при определении метрологических характеристик виртуального средства измерений или виртуальной измерительной системы, то при аттестации программного обеспечения достаточно проверить уровень его защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений, установить идентификационные данные (признаки) и проверить реализацию методов идентификации.

5.7. Аттестацию программного обеспечения, встроенного в специализированные аппаратные средства, следует производить аналогично п.5.6.

5.7 При проведении испытаний в целях утверждения типа виртуальных средств измерений или виртуальных измерительных систем следует учитывать рекомендации Р.50.2.077 [5] и МИ 3286 [6].

Библиография

- [1] Рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения, Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, Минск, ИПК Издательство стандартов, 2006.
- [2] International Vocabulary of Metrology: Basic and General Concepts and Associated Terms (VIM), JCGM, 2008. Международный словарь по метрологии: основные и общие понятия и соответствующие термины: пер. с англ. и фр. Изд. 2-е, испр. – СПб.: НПО «Профессионал», 2010.
- [3] МИ 2955–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений.
- [4] Федеральный Закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ Об обеспечении единства измерений.
- [5] Р 50.2.077–2011 Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения.
- [6] МИ 3286–2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа.

УДК 681.586 ОКС 17.020 Т80

Ключевые слова: виртуальное средство измерений, виртуальная измерительная система, виртуальная модель процесса измерения аппаратные средства, программное обеспечение, утверждение тип

Заместитель директора
ВНИИМ им. Д.И. Менделеева


личная подпись В.С.Александров

Руководитель отдела


личная подпись А.Н.Пронин

Руководитель
разработки

Руководитель
лаборатории


личная подпись Р.Е.Тайманов

Ответственный
исполнитель

Заместитель
руководителя
лаборатории


личная подпись К.В.Сапожникова

СОИСПОЛНИТЕЛИ

Руководитель организации-соисполнителя

наименование организации

должность

личная подпись

инициалы, фамилия

Руководитель
разработки

должность

личная подпись

инициалы, фамилия

Исполнитель

должность

личная подпись

инициалы, фамилия

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ПЕРВОЙ РЕДАКЦИИ
ПРОЕКТА НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ (ГОСТ Р)
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕ-
РЕНИЙ. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И СИСТЕМЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
ВИРТУАЛЬНЫЕ. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ»

1. Основание для разработки стандарта

Проект национального стандарта разработан в соответствии с ПНС–2011 (тема 3.17.206-1.061.11).

2. Краткая характеристика объекта стандартизации

Настоящий проект ГОСТ распространяется на виртуальные средства измерений и виртуальные измерительные системы, разрабатываемые и применяемые в Российской Федерации.

Проект стандарта устанавливает основные термины и их определения, а также основные положения и требования, относящиеся к ним.

Проект стандарта направлен на обеспечение выполнения требований Федерального закона №102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений».

Первая редакция проекта содержит следующие разделы:

- 1 Область применения
 - 2 Нормативные ссылки
 - 3 Термины и определения
 - 4 Основные положения
 - 5 Основные метрологические требования
- Библиография

3. Техничко-экономическое обоснование целесообразности разработки стандарта

В настоящее время все более широкое применение как в России, так и за рубежом получают компьютеризованные средства измерений и измерительные системы нового типа, называемые виртуальными.

Их высокая эффективность обусловлена тем, что такие средства и системы могут перестраиваться на

- измерение различных величин, значения которых меняются в широком диапазоне,
- на различные алгоритмы управления процессом измерений и обработки данных.

Перестройка обеспечивается путем замены или переключения только специализированного аппаратного обеспечения, например, датчиков, усилителей и т.д., а также специализированного программного обеспечения при использовании одного и того же универсального вычислительного ресурса, в частности, универсального компьютера, удовлетворяющего требованиям реализуемости необходимых программных средств [16, 17, 20, 34, 35, 48, 53, 57 и др.]. Управление процессом измерений и индикация результатов измерений осуществляется также с помощью графики на дисплее.

(Термин «ресурс» («resource») согласно компьютерному словарю «Контекст» трактуется как «логическая или физическая часть вычислительной системы, которая может быть выделена процессу: время центрального процессора, область оперативной или внешней памяти, логическое или физическое внешнее устройство и т.д.»).

Виртуальные средства и системы позволяют существенно сократить затраты на закупку и обслуживание аппаратного и программного обеспечения, необходимого для решения различных измерительных задач в образовании, в медицине, на транспорте, в научных исследованиях, на производстве и т.д., заменяя множество отдельных средств измерений. Соответственно, сокращаются затраты человеческих и материальных ресурсов, связанных с производством, эксплуатацией и утилизацией традиционных средств.

Применение виртуальных средств и систем, а также методов их метрологического обеспечения до настоящего времени не поддерживается нормативными документами, что создает серьезные трудности для разработчиков и пользователей, в том числе, в части терминов, приводит к необоснованным трудозатратам. Особенные трудности возникают при необходимости применения таких средств и систем в сфере государственного регулирования. Даже определения терминов «виртуальное средство измерений» и «виртуальная измерительная система» на сегодня не являются однозначными.

В частности, виртуальными датчиками называют подпрограммы обработки данных физических датчиков [22, 37], в ряде случаев – физические датчики в сочетании с вычислительным модулем [23, 24], а иногда – модели датчиков [20]. Согласно [20], виртуальным средством измерений называется модель аппаратной и аппаратно-

программной части измерительного алгоритма, а виртуальная система может включать как физические датчики, измерительные преобразователи и АЦП, так и модель объекта измерений, а также датчиков и измерительных каналов.

Определения, приведенные в проекте ГОСТ, соответствуют РМГ 29 [10] и наиболее распространенным в литературе трактовкам.

В проекте ГОСТ понятия «виртуальное средство измерений» и «виртуальная измерительная система» отделены от понятий, связанных с моделями средства и системы. Определение модели как «виртуальной» введено для того, чтобы отделить модель, выполняемую с помощью программных средств, от математической и физической модели.

Эти трудности усугубляются несоответствием определений одних и тех же терминов (например, «средство измерений» и «измерительная система») в РМГ 29 [10] (этот документ в настоящее время пересматривается), ГОСТ 8.596 [4], VIM-3 [30] и в ряде других нормативных документов. В частности, по РМГ 29 соответствующее средство и система являются разновидностями средств измерительной техники, по ГОСТ 8.596 система является разновидностью средства измерений, а согласно VIM-3, средство измерений – является частным случаем системы.

Учитывая тенденцию применения общего вычислительного ресурса, в том числе, с использованием Интернета, для решения различных задач многими пользователями, очевидна реальность построения на такой основе виртуальных средств измерений и виртуальных измерительных систем. В NIST создана специальная группа, работающая в лаборатории информационных технологий по этой проблеме. Эффективность подобного подхода отмечена многими, в том числе, в [51]. Она обусловлена оптимизацией использования вычислительного ресурса. Такая организация вычислительного ресурса именуется «облачными вычислениями», «облачными сетями», «облачными системами».

Единой терминологии в этой области еще нет. Поскольку понятие «вычисление» характеризует процесс, а понятие «сеть» определяет совокупность связей, в проекте ГОСТ принят термин «облачная система» как отражающий и организацию, и материальный характер понятия. Определение облачной системы в проекте ГОСТ близко к определению NIST [52]. Отметим, что этот термин действует только в пределах данного документа. (По мере расширения использования этого подхода, по-видимому, будет создан

комплекс нормативных документов, относящихся к сфере информационных технологий). На сегодня имеются отдельные примеры применения облачных систем в измерительной технике.

Целесообразность стандартизации в области виртуальных средств измерений и виртуальных измерительных систем была акцентирована, в частности, при обсуждении проекта ГОСТ «ГСИ. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Термины и определения» представителями таких организаций, как «Совет главных метрологов предприятий судостроения», ФГБОУ ВПО «Национальный Томский политехнический университет» и ОАО «ЦМКБ «Алмаз». В соответствующих письмах отмечалась необходимость стандартизации терминов в этой сфере, требований к сертификации виртуальных средств и систем, требований к программному обеспечению и его аттестации.

Из сказанного следует, что стандартизация общих положений, касающихся виртуальных средств измерений и виртуальных измерительных систем является актуальной задачей.

4. Ожидаемая экономическая эффективность применения стандарта

Стандарт будет способствовать широкому внедрению виртуальных средств измерений и виртуальных измерительных систем в различных отраслях науки и техники, что приведет к значительному экономическому и экологическому эффекту.

5. Соответствие проекта стандарта нормативным правовым актам РФ

Проект стандарта соответствует:

Федеральному закону Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

ГОСТ 1.2–2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила разработки, утверждения, обновления и замены.

ГОСТ 1.5–2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ 1.5–2001 Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению.

Основополагающим стандартам РФ разрабатываемый проект ГОСТ Р не противоречит.

6. Соответствие проекта стандарта международному стандарту В 1999 г. было выпущено руководство [54]. В нем приводятся многие положения, связанные с особенностями разработки программного обеспечения виртуальных средств измерений.

В последние годы в РФ были изданы нормативные документы, в частности, [11, 13, 14], в которых стандартизованы термины, их определения и требования к программному обеспечению средств измерений и измерительных систем, в которых обработка результатов измерений осуществляется с помощью вычислительного ресурса.

В NIST (США) ведутся работы, связанные с применением виртуальных средств измерений в промышленности, включая использование «облачного» вычислительного ресурса [51, 52].

Международные аналоги разрабатываемого проекта ГОСТ Р нам не известны.

Проект ГОСТ разработан впервые, создан с учетом зарубежных и отечественных публикаций, а также опыта разработки нормативных документов в области средств измерений с встроенными контроллерами. Выпуск этого стандарта может содействовать созданию международного нормативного документа.

7. Взаимосвязь проекта стандарта с другими национальными стандартами РФ

В проекте стандарта имеются ссылки на ГОСТ 8.009–84, ГОСТ Р 8.654–2009, ГОСТ Р 8.596–2002, ГОСТ Р 8.673–2011, ГОСТ Р 8.734–2009 и ГОСТ Р ИСО 5725-1–2002, ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207–99, ГОСТ Р ИСО МЭК 16085–2007.

8. Публикация уведомления о разработке проекта стандарта
Уведомление о разработке проекта стандарта опубликовано в декабре 2011 г.

9. Источники информации, использованные при разработке стандарта

В процессе разработки проекта национального стандарта были использованы следующие основные источники:

1. Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ “Об обеспечении единства измерений”.

2. ГОСТ 8.009–84 ГСИ. Нормируемые характеристики средств измерений.

3. ГОСТ Р 8.654–2009 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.

4. ГОСТ Р 8.596–2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

5. ГОСТ Р 8.673–2009 ГСИ. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Основные термины и определения.

6. ГОСТ Р 8.734–2011 ГСИ. Датчики интеллектуальные и системы измерительные интеллектуальные. Методы метрологического самоконтроля. (Утвержден Приказом №592-ст от 23 ноября 2011 г).

7. ГОСТ Р ИСО 5725-1–2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 1. Основные положения и определения.

8. ГОСТ Р ИСО/МЭК 12207–99 Информационная технология. Процессы жизненного цикла программных средств.

9. ГОСТ Р ИСО МЭК 16085–2007 Менеджмент риска применение в процессах жизненного цикла систем и программного обеспечения.

10. РМГ 29–99 ГСИ. Метрология. Основные термины и определения, Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, Минск, ИПК Издательство стандартов, 2006.

11. Р 50.2.077–2011 ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения.

12. МИ 2174–91 ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения.

13. МИ 2955–2010 ГСИ. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений.

14. МИ 3286–2010 Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа.

15. Приказ Минпромторга № 1081 от 30 ноября 2009 г.

16. Автоматизированные измерительные приборы ускоряют процесс измерений, управления и анализа данных. Контрольно-измерительные приборы и системы, №5, 2011, с.19–21. <http://www.agilent.com/find/vee>.

17. Агамалов Ю.Р. Д.А.Бобылев, В.Ю. Кнеллер. Виртуальные измерители-анализаторы параметров импеданса. Датчики и системы, №5, 2004, с.14–18.

18. Агамалов Ю.Р. О реализации принципа самоповеряемости в измерителях одной электрической величины, Метрология, №9, 201, с. 41–50.

19. Агамалов Ю.Р., Бобылев Д.А., Боровских Л.П., Кнеллер В.Ю. Виртуальный самоповеряемый анализатор иммитанса с адаптивными функциональными возможностями. Датчики и системы, №7, 2008, с. 21–27.

20. Алексеев В.В. Виртуальные средства измерений. Приборы, №6, 2009, с. 1–7.

21. Алексеев В.В., Королев П.Г., Коновалова В.С., Марченков Р.Ю. Информационно-измерительная система контроля и управления технологическим процессом. Приборы, №10, 2009, с. 28–42.

22. Ахтеров А.В., Кирильченко А.А., Петрин А.А., Пряничников В.Е. Реализация в информационно-измерительных системах концепции виртуальных датчиков. Информационно-измерительные и управляющие системы, т. 7, №6, 2009, с. 72–76.

23. Белоусов О.А., Иванов С.В. Система управления газовой котельной на базе виртуального датчика. Датчики и системы, 10, 2011, с. 51–54.

24. Белоусов О.А. Виртуальный датчик в системе управления электрокамерными печами. Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, №4, 2005, с. 31–33.

25. Виртуальный прибор <http://ru.wikipedia.org/>

26. Виртуальная реальность <http://ru.wikipedia.org/>

27. Коннова А.А., Зубченко Е.С. Виртуальные информационно-измерительные приборы, Успехи современного естествознания, Научный журнал, № 7, 2011, с. 126–127.

28. Крупкина Т.Ю. Структура и основные элементы системы виртуального производства. Известия вузов. Электроника, №6, 2005.

29. Кузнецов В.П. Современная нормативная база метрологического обеспечения измерительных систем. Датчики и системы, №1, 2009, с. 50–54.

30. Международный словарь по метрологии: основные и общие понятия и соответствующие термины: пер. с англ. и фр. Изд. 2-е, испр. — СПб.: НПО «Профессионал», 2010. /International Vocabulary of Metrology: Basic and General Concepts and Associated Terms (VIM), JCGM, 2008.

31. Мизгулин В., Гольдштейн С., Кадушников Р. «Облачная платформа» для проведения НИОКР в нанотехнологиях. Нано индустрия, Научно-технический журнал, №5, 2011, с. 60–64.

32. Микаева С.А., Польшаев К.А., Коваленко О.Ю. Информационно-измерительные приборы, установки и системы. Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, №3, 2008, с. 18–22.

33. Михайлюк М.В., Хураськин И.А. Технология взаимодействия человека с виртуальными пультами управления. Информационно-измерительные и управляющие системы, т. 7, №6, 2009, с. 77–81.

34. Муравьев С.В., Ким В.Л., Комаров А.В., Октябрьский В.В., Сарычев С.В. Компьютерные лабораторные работы на основе графической программной технологии. Датчики и системы, №10, 2000, с. 7–11.

35. Муравьев С.В., Гавриленко Н.А., Силушкин С.В., Овчинников П.Г. Мобильный цветометрический комплекс для измерения состава веществ на основе полимерных оптоволокон. Известия Томского политехнического университета, т. 318, № 4, 2011, с. 68–73.

36. Облачные вычисления <http://ru.wikipedia.org/>

37. Петрин А.А. Виртуальные датчики для применения в информационно-измерительных системах. Измерительная техника, №9, 2010, с. 17–21.

38. Раннев Г.Г. Измерительные информационные системы: учебник для студ. высш. учеб. заведений, М., Издательский центр «Академия», 2010.

39. Слаев В.А., Чуновкина А.Г. Аттестация программного обеспечения, используемого в метрологии: Справочная книга. под ред. В.А. Слаева, СПб, «Профессионал», 2009.

40. Цыпин Б.В. Измерение комплексных сопротивлений виртуальными приборами. Датчики и системы, 2001, №5, с. 18–21.

41. Чухланцева М.М., Артюхина Л.В., Уварова В.А. Проблемы нормирования технических характеристик в проектно-компоновочных измерительных системах. Законодательная и прикладная метрология, №4, 2007, с. 49–51.

42. Чухланцева М.М. Проблемы метрологического обеспечения измерительных систем. Измерительная техника, №5, 2011, с. 58–61.

43. Cho, J.H., Kim, Y.W., Na, K.J., Jeon, G.J. Wireless electronic nose system for real-time quantitative analysis of gas mixtures using micro-gas sensor array and neuro-fuzzy network. Sensors and Actuators, B: Chemical, 134 (1), pp. 104–111, 2008.

44. Dave P., Introduction to Cloud Computing
<http://dotnetslackers.com/articles/sql/introduction-to-cloud-computing.aspx>
45. Halim, D., Cheng, L., Su, Z. Virtual sensors for active noise control in acoustic-structural coupled enclosures using structural sensing: Part II-Optimization of structural sensor placement. *Journal of the Acoustical Society of America*, 129 (4), pp. 1991–2004, 2011.
46. Hofmann, D., Linss G., Influence of Internet metrology on advances of measurement science, *Proc. Of the 10th IMEKO TC7 International Symposium*, June 30–July 2, 2004, Saint-Petersburg, Russia, pp. 44-47.
47. <http://www.nist.gov/director/speeches/gallagher-110211.cfm>
48. http://www.zetms.ru/support/publication/virtualnie_pribory/
49. Hu, Y., Yang, Q., Sun, X. Development and experimental validation of an advanced virtual coordinate measuring machine. *Conference Record – IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*, art. no. 5944038, 2011, pp. 1392–1396.
50. Husanu, I.N.C., Belu, R.G., Mauk, M.G., Carr, E. A new approach in teaching «measurement Laboratory» courses based on TRIZ. *ASEE Annual Conference and Exposition, Conference Proceedings*, 2011, 11 p.
51. Mell, P., Grance, T. Effectively and Securely Using the Cloud Computing Paradigm, NIST, Information Technology Laboratory
csrc.nist.gov/.../cloud-computing/cloud-co...
52. Mell P., Grance T. The NIST Definition of Cloud Computing. *Recommendations of the National Institute of Standards and Technology*.
<http://csrc.nist.gov/publications/PubsSPs.html#800-145>
53. Schmitt, R., Koerfer, F., et al. Virtual measuring instruments: Definition and development status [Virtuelle messgeräte: Definition und stand der entwicklung]. *Technisches Messen*, 75 (5), 2008, pp. 298–310.
54. Software Support for Metrology Best Practice Guide No. 2: The Development of Virtual Instruments, Adelard, 1999.
55. Spagnolo, G.S., Papalillo, D., Martocchia, A. An educational tool for DC-DC converter. 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, *EEEIC.EU 2011–Conference Proceedings*, art. no. 5874790, 2011.

56. Wang, X., Sang, Y., Liu, Y., Luo, Y. A think on security and trusty measurement for virtualized environment. Lecture Notes in Electrical Engineering, 102 LNEE, 2011, pp. 337-347.

57. Winiiecki W. Virtual instrument or measuring system? home. mit.bme.hu/.../Winiiecki.PDF

58. Wisell, D., Stenvard, P., Hansebacke, A., Keskitalo, N. Considerations when designing and using virtual instruments as building blocks in flexible measurement system solutions. Conference Record – IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, art. no. 4258444, 2007.

59. Virtual Measurement <http://www.nist.gov/itl/vm/index.cfm>

60. Xu, Z., Liu, L., Ma, Q., Wang, X. Local image color components analysis method and its application in online DVD recorder measurement. 2007 8th International Conference on Electronic Measurement and Instruments, ICEMI, art. no. 4350786, 2007, pp. 2738–2742.

61. Yoshitomi, T., Ohchi, M., Sasaki, S., Furukawa, T. Development of remote measurement system for studying electronic circuits on web browser. IEEEJ Transactions on Electronics, Information and Systems, 129 (9), 2009, pp. 1635-1641.

10. Сведения о разработчике проекта стандарта

ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

190005, г.Санкт-Петербург, Московский пр., д.19

Тел. (+7 812) 323-96-24, факс: (+7812) 251-99-40, k.v.s.@vniim.ru

Руководитель отдела 206

А.Н.Пронин

Руководитель разработки Руководитель
лаборатории 2063

ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Р.Е.Тайманов

Ответственный исполнитель

Заместитель руководителя

лаборатории 2063

ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева»

К. В. Сапожникова

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

«О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии»

Предисловие

Настоящий Технический регламент разработан в соответствии с Соглашением о единых принципах и правилах технического регулирования в Республике Беларусь, Республике Казахстан и Российской Федерации от 18 ноября 2010 г.

В качестве основы для разработки настоящего Технического регламента применена Директива 2004/22/ЕС Европейского Парламента и Совета от 31 марта 2004 г. о средствах измерений.

Статья 1. Область применения

1. Настоящий Технический регламент применяется в целях защиты прав и законных интересов граждан, общества, обеспечения энергетической эффективности и ресурсосбережения и устанавливает обязательные требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

2. Требования настоящего Технического регламента, распространяются на системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенные для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса.

3. Настоящий Технический регламент устанавливает:

- метрологические и технические требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;

- требования к терминологии;

- требования к маркировке систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;

- правила и формы оценки (подтверждения) соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента.

4. Требования настоящего Технического регламента устанавливаются по отношению к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенным для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса:

- при проектировании, изготовлении и реализации;
- при оценке (подтверждении) соответствия.

Статья 2. Определения

В настоящем Техническом регламенте применяются следующие термины с соответствующими определениями:

методика (метод) измерений – совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности;

системы и приборы учета воды (далее – счетчики воды) – технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения и передачи результатов измерений количества воды (объема и/или массы);

системы и приборы учета газа (далее – счетчики газа) – технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения информации и передачи результатов измерений количества природного газа (объема и/или массы);

системы и приборы учета тепловой энергии (далее – теплосчетчики) – технические средства, предназначенные для измерений, хранения, отображения информации и передачи результатов измерений количества тепловой энергии, отдаваемой теплоносителем, массы (объема), температуры, давления теплоносителя и времени работы прибора;

системы и приборы учета электрической энергии (далее – электросчетчики) – технические средства, предназначенные для измерения активной электроэнергии;

устройство преобразования (корректор) объема газа – технические средства, предназначенные для измерения температуры, абсолютного (или избыточного) давления газа, текущего времени, вычисления объема газа при рабочих условиях и при стандартных условиях по ГОСТ 2939 «Газы. Условия для определения объема».

Используемые сокращения:

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учёта электроэнергии

ИСУЭ – система учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета;

ИИК – информационно-измерительный комплекс точек учета электрической энергии;

ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электрической установки;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

СОЕВ – система обеспечения единого времени;

ИПУЭ – интеллектуальный прибор учета электрической энергии;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

УССВ – устройство синхронизации системного времени;

UTC – Universal Time Coordinated (всемирное координированное время);

NTP – Network Time Protocol (сетевой протокол времени);

ANSI – American National Standards Institute (американский национальный институт стандартизации);

CENELEC – European Committee for Electrotechnical Standardization (Европейский Комитет по стандартизации в электротехнике)

GPS – Global Positioning System (глобальная система навигации и определения положения)

IEC – International Electrotechnical Commission (Международная электротехническая комиссия - МЭК);

ISO – International Organization for Standardization (Международная организация по стандартизации – ИСО).

OIML – International Organization of Legal Metrology (Международная организация по законодательной метрологии – МОЗМ)

WELMEC – West European Legal Metrology Cooperation (Западно-европейское сотрудничество по законодательной метрологии)

Статья 3. Требования к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

Количественные значения измерений счетчиками воды, газа, теплосчетчиками, электросчетчиками должны соответствовать единицам величин Международной системы единиц (СИ), принятым Генеральной конференцией по мерам и весам и рекомендованные к применению Международной организацией законодательной метрологии.

Счетчики воды, газа, теплосчетчики, электросчетчики должны соответствовать:

- специальным требованиям включенных в Перечень международных, региональных, национальных (государственных) стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза «О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии», применительно к конкретным видам (типам) средств измерений;

- специальным требованиям включенных в Перечень международных, региональных, национальных (государственных) стандартов, содержащих правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов, необходимые для применения и исполнения требований технического регламента Таможенного союза «О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии» и осуществления оценки (подтверждения) соответствия.

2. Коструктивно счётчик воды должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

2.1. Измеренный счетчиком воды объем воды представляется (отображается) в кубических метрах.

2.2. Значения диапазона измерений расхода воды должны соответствовать следующим условиям:

$$Q3/Q1 \geq 10;$$

$$Q2/Q1 = 1,6;$$

$$Q4/Q3 = 1,25,$$

где $Q1$ – наименьшее значение расхода, при котором счетчик воды обеспечивает измерения, удовлетворяющие требованиям по максимально допускаемой погрешностям (МДП) (далее – минимальный расход);

$Q2$ – значение расхода между номинальным и минимальным расходами, при котором диапазон измерений расхода разбивается на два поддиапазона: «верхний» и «нижний» (далее – переходный расход). Каждый поддиапазон характеризуется своим значением МДП;

$Q3$ – наибольшее значение расхода, при котором счетчик воды при нормальных условиях эксплуатации удовлетворительно работает без ухудшения характеристик длительное время при установившихся либо прерывистых режимах потока (далее – номинальный расход);

Q4 – наибольшее значение расхода, при котором счетчик воды удовлетворительно работает без ухудшения характеристик в течение короткого интервала времени (далее – максимальный расход).

2.3 Границы диапазона изменений температуры воды должны соответствовать следующим требованиям: от $+0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ для счетчиков холодной воды, или от $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+90\text{ }^{\circ}\text{C}$ для счетчиков горячей воды. Счетчик воды должен иметь конструкцию, обеспечивающую работу в обоих диапазонах изменений температуры воды.

2.4. Относительный диапазон изменения давления воды от 0,3 бар до 10 бар для Q3 ($1\text{ бар} = 10^5\text{ Па}$).

2.5. Максимально допускаемая погрешность (положительная или отрицательная) для объемов измеряемых при расходах между переходным расходом (Q2) и максимальным (Q4) составляет::

2 % – для воды при температуре не более $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;

3 % – для воды при температуре более $30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2.6. МДП объема воды при расходах от наименьшего (Q1) до переходного (Q2) ($Q1 \leq Q < Q2$) составляет $\pm 5\%$ в диапазоне изменения температуры воды.

2.7. Электромагнитная совместимость.

Влияние электромагнитного воздействия на счетчики воды должно удовлетворять требованиям:

- изменение результата измерений объема воды не должно превышать критического изменения, установленного в пункте 2.10 настоящего Технического регламента.

2.8. После воздействия электромагнитных помех счетчик воды должен:

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех с погрешностью не более МДП;

– сохранять все измерительные функции;

– обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации имевшейся непосредственно перед воздействием помех.

2.9. Критическое изменение результата измерений объема воды должно соответствовать наименьшему из двух следующих значений:

– объема воды, соответствующего половине значения МДП в верхнем поддиапазоне измеренного объема воды;

– объема воды, соответствующего значению МДП, полученного за одну минуту при расходе Q_3 .

2.10. Надежность.

После проведения испытаний должны выполняться следующие требования:

Отклонение результата измерений после испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерений по абсолютной величине не должно превышать:

- 3 % измеренного объема воды при значениях расхода не меньших Q_1 и меньших Q_2 , то есть $Q_1 \leq Q < Q_2$;

- 1,5 % измеренного объема при значениях расхода не меньших Q_2 и меньших Q_4 , то есть $Q_2 \leq Q < Q_4$.

Погрешность измерений объема воды после испытания на надежность не должна превышать:

- ± 6 % измеренного объема воды при значениях расхода воды не меньших Q_1 и меньших Q_2 , то есть $Q_1 \leq Q < Q_2$;

- $\pm 2,5$ % измеренного объема воды при значениях расхода воды не меньших Q_2 и не больших Q_4 , то есть $Q_2 \leq Q \leq Q_4$ (для счетчиков воды, предназначенных для измерения объема воды с температурой от $+0,1$ °C до $+30$ °C);

- $\pm 3,5$ % измеренного объема воды при значениях расхода не меньших Q_2 и не больших Q_4 , то есть $Q_2 \leq Q \leq Q_4$ (для счетчиков воды, предназначенных для измерения количества воды с температурой от $+30$ °C до $+90$ °C).

2.11. Счетчик воды должен быть работоспособным при установке в любом положении, если на нём не указано положение установки.

2.12. Изготовитель должен указывать, позволяет ли конструкция счетчика воды измерять обратный поток воды. Результат измерений обратного потока воды должен либо вычитаться из измеренного объема прямого потока воды, либо регистрироваться отдельно.

2.13. Счетчики воды, в которых не предусмотрено измерение обратного потока, должны препятствовать возникновению обратного потока, либо должны выдерживать случайный обратный поток без каких-либо повреждений или изменений метрологических характеристик.

3. Счетчик газа должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

3.1. Стандартные условия работы счетчика газа – условия, к которым приводятся измеренные при рабочих условиях значения объема газа: абсолютное давление газа 760 мм рт. ст. и температура газа +20 °С.

3.2. Диапазон измерений расхода газа должен удовлетворять следующим требованиям (таблица 1):

Таблица 1

Класс точности	$Q_{\max}/Q_{\min}$	$Q_{\max}/Q_t$	$Q_r/Q_{\max}$
1,5	Не менее 150	Не менее 10	1,2
1,0	Не менее 20	Не менее 5	1,2

где $Q_{\min}$ – наименьшее значение расхода газа, при котором счетчик газа обеспечивает измерения, удовлетворяющие требованиям к МДП (далее – минимальный расход газа);

$Q_{\max}$ – наибольшее значение расхода газа, при котором счетчик газа обеспечивает показания, удовлетворяющие требованиям к МДП (далее – максимальный расход газа);

Q_t – значение расхода между наибольшим и наименьшим значениями расходов, при которых диапазон расхода газа разделяется на два поддиапазона: «верхний» и «нижний», каждый из которых характеризуется своей МДП (далее – переходный расход);

Q_r – наибольшее значение расхода газа, при котором счетчик газа работает без ухудшения характеристик в течение короткого периода времени (если не указано иначе, то не более часа в сутки и 200 часов в год) (далее – предельный расход газа).

3.3. Минимальный температурный диапазон газа составляет 40 °С.

3.4. Изготовитель счетчиков газа и устройств преобразования объема газа должен указывать:

- «семейство» или группу газа;
- максимальное рабочее давление газа.

3.5. Счетчик газа, показывающий в рабочих условиях измерений объем или массу газа должен иметь показатели точности измерений, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Измеренный объем	Максимально допускаемая погрешность	
	Класс точности 1,5	Класс точности 1,0
$Q_{\min} \leq Q < Q_t$	3 %	2 %
$Q_t \leq Q \leq Q_{\max}$	1,5 %	1 %

3.6. Если значения погрешности измерений между Q_t и $Q_{\max}$ имеют одинаковый знак, то их значения по абсолютной величине не должны превышать 1 % для класса точности 1,5 и 0,5 % для класса точности 1,0.

3.7. Для счетчика газа со встроенным температурным корректором, который показывает значение приведенного к стандартным условиям объема газа, МДП увеличивается на 0,5 % в диапазоне 30 °С, симметрично располагаясь вокруг температуры, установленной изготовителем, в интервале от +15 °С до +25 °С. За границами этого интервала допускается дополнительное увеличение погрешности измерений на 0,5 % на каждый интервал в 10 °С.

3.8. Электромагнитная совместимость.

Воздействие электромагнитной помехи на счетчик газа или устройства преобразования объема газа должна удовлетворять требованиям:

- изменение результата измерения не должно превышать критического значения изменения, указанного в пункте 3.10.

3.9. После воздействия электромагнитных помех счетчик газа должен:

- восстанавливать работу с погрешностью не более МДП;
- обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;
- сохранять все измерительные функции.

3.10. Критическое (наибольшее допускаемое) изменение результата измерений объема газа равно наименьшему из двух следующих значений:

- величине, соответствующей половине максимально допускаемой погрешности измерений в верхнем участке измеренного объема газа;
- величине, соответствующей максимально допускаемой погрешности измерений, относящейся к величине объема за одну минуту при максимальном расходе газа.

3.11. Влияние помех от режимов течения газа до и после счетчика.

В условиях установки, определенных изготовителем, влияние режимов течения не должно превышать одной трети максимально допускаемой погрешности измерений.

3.12. После проведения испытаний счетчиков газа на надежность должны выполняться следующие требования:

3.12.1. Для счетчиков газа класса точности 1,5 отклонение результата измерений после испытаний на надежность по отношению к первоначальному результату измерений для расходов газа в диапазоне от Q_t до Q_{max} не должно превышать результат измерений более, чем на 2 %.

Погрешность измерений после испытаний на надежность не должна превышать удвоенного значения максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5–3.7.

3.12.2. Для счетчиков газа класса точности 1,0 отклонение результата измерений после испытаний на надежность по отношению к первоначальному результату измерений не должно превышать одной трети максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5–3.7.

Погрешность измерений после испытания на надежность не должна превышать максимально допускаемой погрешности измерений, указанной в п. 3.5–3.7.

3.13. Счетчик газа, питаемый от сети переменного или постоянного тока, должен снабжаться аварийным источником питания, обеспечивающим в течение установленного срока сохранение результатов измерений и измерительных функций в случае повреждения основного источника питания.

3.14. Штатный источник питания счетчика должен иметь срок службы не менее пяти лет. По истечении 90 % срока службы должно появляться соответствующее предупреждение.

3.15. Показывающее устройство должно иметь достаточное число разрядов единиц, гарантирующее, что количество газа, прошедшее через счетчик за 8000 часов при Q_{max} , не вызывает возвращения показаний к первоначальным (нулевым) значениям.

3.16. Счетчик газа должен быть работоспособным при его установке в положении, указанном изготовителем в эксплуатационных документах.

3.17. Счетчик газа должен иметь элемент контроля, с помощью которого можно провести тестирование его работоспособности.

3.18. Счетчик газа должен удовлетворять требованиям в отношении максимально допускаемой погрешности измерений для любого направления потока газа.

3.19. Для устройства преобразования объема газа (корректора) должны применяться те же требования, что и для счетчика газа.

3.20. Дополнительно для устройства преобразования объема газа (корректора) должны применяться следующие требования:

3.20.1. Параметры стандартных условий для преобразуемых величин.

Изготовитель должен определить стандартные условия для приведения к ним измеренных значений объема газа.

3.20.2. МДП для устройства преобразования объема газа (без учета погрешности счетчика газа):

0,5 % при температуре окружающего воздуха $20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$, влажности $60\text{ \%} \pm 15\text{ \%}$, и при номинальных значениях источника питания,

0,7 % для устройств преобразования (корректоров) по температуре для приведения объемов газа, измеренных при рабочих условиях, к нормальным условиям.

1 % для других устройств преобразования при нормированных рабочих условиях.

3.21. Устройство преобразования объема (корректор) должно обнаруживать состояние, когда оно работает вне рабочего диапазона, установленного изготовителем для параметров, влияющих на точность измерений. В этом случае корректор должен останавливать интегрирование преобразованной величины и оно может суммировать отдельно преобразованную величину для периода времени, когда оно работало вне пределов рабочего диапазона.

3.22. Устройство преобразования объема (корректор) должно иметь возможность отображать все требуемые данные измерений без дополнительного оборудования.

4. Теплосчетчик конструктивно должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

4.1. Для температуры жидкости – $\Delta\theta_{\max}/\Delta\theta_{\min} \geq 10$; $\Delta\theta_{\min} = 3\text{ K}$ или 5 K или 10 K .

где θ – температура теплоносителя;

$\Delta\theta$ – разность температур $\theta_{\text{in}} - \theta_{\text{out}}$ при $\Delta\theta \geq 0$;

θ_{in} – значение θ на входе в теплосчетчик (в подающем трубопроводе);

θ_{out} – значение θ на выходе из теплосчетчика (в обратном трубопроводе);

$\Delta\theta_{max}$ – верхний предел измерений разности температур $\Delta\theta$ при рабочем состоянии теплосчетчика и в пределах максимально допускаемой погрешности измерений;

$\Delta\theta_{min}$ – нижний предел измерений $\Delta\theta$ при рабочем состоянии теплосчетчика и в пределах максимально допускаемой погрешности измерений.

Для давления жидкости – положительное максимальное внутреннее давление, которое постоянно может выдерживать теплосчетчик на верхнем пределе температурного диапазона.

Для расходов жидкости значения q_p и q_i подчиняются следующим ограничениям $q_p / q_i \geq 10$,

где q – значение расхода теплоносителя;

q_p – наибольшее значение q , которое допускается в постоянном режиме исправно работающего теплосчетчика (верхний предел измерений расхода теплоносителя);

q_i – наименьшее значение q , которое допускается для теплосчетчика в рабочем состоянии (нижний предел измерений расхода теплоносителя).

4.2. Для теплосчетчиков установлены следующие классы точности: 1, 2, 3.

4.3. Относительная максимально допускаемая погрешность измерений для датчика расхода, выраженная в процентах, для классов точности:

класс 1: $E_f = (1 + 0,01 q_p/q)$, но не более, чем $\pm 5 \%$;

класс 2: $E_f = (2 + 0,02 q_p/q)$, но не более, чем $\pm 5 \%$;

класс 3: $E_f = (3 + 0,05 q_p/q)$, но не более, чем $\pm 5 \%$.

4.4. Относительная максимальная допускаемая погрешность измерений пары датчиков температуры, выраженная в процентах:

$$E_t = (0,5 + 3 \Delta\theta_{min}/\Delta\theta).$$

4.5. Относительная максимальная допускаемая погрешность вычислителя, выраженная в процентах:

$$E_c = (0,5 + \Delta\theta_{min}/\Delta\theta).$$

4.6. Значение критического изменения при замене составных частей теплосчетчика равно соответствующему абсолютному значению максимально допускаемой погрешности измерений, применимой к этой составной части.

4.7. Максимально допускаемые относительные погрешности измерений для теплосчетчиков единой законченной конструкции, выраженные в процентах от условного истинного (действительного) значения для каждого класса точности, составляют:

для класса 1: $E = E_f + E_t + E_s$, при E_f , E_t , E_s в соответствии с п. 4.3–4.5;

для класса 2: $E = E_f + E_t + E_s$, при E_f , E_t , E_s в соответствии с п. 4.3–4.5;

для класса 3: $E = E_f + E_t + E_s$, при E_f , E_t , E_s в соответствии с п. 4.3–4.5.

4.8. Теплосчетчик должен быть устойчивым к воздействию статических магнитных полей и электромагнитных полей на частоте напряжения питания.

4.9. При воздействии электромагнитной помехи на теплосчетчик изменение результата измерений не должно превышать установленного п. 4.10 критического (наибольшего допускаемого) значения изменения результата измерений.

4.10. После воздействия электромагнитных помех теплосчетчик должен:

- обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;
- сохранять все измерительные функции;
- восстанавливать свою работу с погрешностью не большей максимально допускаемой погрешности.

4.11. Критическое (наибольшее допускаемое) значение изменения результата измерений для теплосчетчика единой законченной конструкции равно абсолютному значению максимальной допускаемой погрешности, данного теплосчетчика (п. 4.3–4.7).

4.12. После проведения испытаний на надежность, и по истечении интервала времени, установленного изготовителем, должны выполняться следующие требования:

Датчик расхода – изменение результата измерения расхода после проведения испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерения не должно превышать значения критического (наибольшего допускаемого) значения;

Датчики температуры – изменение результата измерения после проведения испытания на надежность по отношению к первоначальному результату измерения не должно превышать 0,1 °С.

5. Электросчетчик конструктивно должен обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства и исключать возможность

обнуления ранее полученных результатов измерений и накопленной измерительной информации.

5.1. Для выбранных значений тока электросчетчик должен отвечать требованиям, представленным в таблице 3.

Таблица 3

	Класс А	Класс В	Класс С
Для электросчетчиков прямого присоединения			
Ist	$\leq 0,05 \cdot I_b$	$\leq 0,04 \cdot I_b$	$\leq 0,04 \cdot I_b$
Imin	$\leq 0,5 \cdot I_b$	$\leq 0,5 \cdot I_b$	$\leq 0,3 \cdot I_b$
I _{max}	$\geq 50 \cdot I_b$	$\geq 50 \cdot I_b$	$\geq 50 \cdot I_b$
Для электросчетчиков, работающих через трансформатор			
Ist	$\leq 0,06 \cdot I_n$	$\leq 0,04 \cdot I_n$	$\leq 0,02 \cdot I_n$
Imin	$\leq 0,4 \cdot I_n$	$\leq 0,2 \cdot I_n(1)$	$\leq 0,2 \cdot I_n$
I _n	$20 \cdot I_n$	$20 \cdot I_n$	$20 \cdot I_n$
I _{max}	$\geq 1,2 \cdot I_n$	$\geq 1,2 \cdot I_n$	$\geq 1,2 \cdot I_n$
(1) Для электромеханических электросчетчиков класса В должно применяться $I_{min} \leq 0,4 \cdot I_n$			

где I – электрический ток, протекающий через электросчетчик;

I_n – значение тока, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику, работающего от трансформатора (далее – номинальный ток);

Ist – наименьшее значение тока, при котором начинается непрерывная регистрация показаний (далее – стартовый ток);

Imin – наименьшее значение тока, при котором электросчетчик удовлетворяет требованиям точности, установленным в настоящем документе (многофазные электросчетчики со сбалансированной нагрузкой) (далее – минимальный ток);

I_b – значение тока, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику с непосредственным включением (далее – базовый ток);

I_{max} – наибольшее значение тока, при котором электросчетчик удовлетворяет требованиям точности, установленным в настоящем документе (далее – максимальный ток).

Диапазоны изменения напряжения, частоты и коэффициента мощности, в пределах которых электросчетчик должен удовлетворять требованиям максимально допускаемой погрешности измерений, представлены в таблице 3. Эти диапазоны должны соответствовать типовым характеристикам электрического тока, поставляемого потребителям.

Диапазоны изменения напряжения и частоты должны находиться в пределах

$$0,9 \cdot U_n \leq U \leq 1,1 \cdot U_n,$$

$$0,98 \cdot f_n \leq f \leq 1,02 \cdot f_n,$$

коэффициент мощности – от $\cos \varphi = 0,5$ (индуктивный) до $\cos \varphi = 0,8$ (емкостной),

где U – электрическое напряжение, подаваемое на электросчетчик;

U_n – значение напряжения, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику (далее – номинальное напряжение);

f – частота напряжения, подаваемого на электросчетчик;

f_n – значение частоты, являющееся исходным для установления требований к электросчетчику (далее – номинальная частота).

5.2. Оценка влияния измеряемых и влияющих величин производится для каждой из них отдельно (все остальные измеряемые и влияющие величины считаются постоянными и равными своим номинальным значениям).

Если электросчетчик работает в режиме изменяемой токовой нагрузки, погрешности измерений в процентах не должны превышать пределов, указанных в таблице 4.

Таблица 4

	Рабочие температуры			Рабочие температуры			Рабочие температуры			Рабочие температуры		
	+5 °C... +30 °C			-10 °C... +5 °C или +30 °C...+ 40 °C			-25 °C... -10 °C или +40 °C...+55 °C			-40 °C... -25 °C или +55 °C... +70 °C		
Класс точности	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Однофазный электросчетчик; многофазный электросчетчик, если работает со сбалансированными нагрузками												

$I_{\min} \leq I < I_n$	3,5	2	1	5	2,5	1,3	7	3,5	1,7	9	4	2
$I_{\min} \leq I \leq I_n$	3,5	2	0,7	4,5	2,5	1	7	3,5	1,3	9	4	1,5
Многофазный электросчетчик, если работает с однофазной нагрузкой												
$I_n \leq I \leq I_{\max}$	4	2,5	1	5	3	1,3	7	4	1,7	9	4,5	2
Для электромеханических многофазных электросчетчиков диапазон тока для однофазной нагрузки ограничивается $5I_n \leq I \leq I_{\max}$												

5.3. Электросчетчик должен соответствовать требованиям электромагнитной совместимости со степенью жесткости испытаний 2 и требованиям пунктов 5.4 и 5.5.

5.4. Влияние помех, воздействующих продолжительное время, указаны в таблице 5.

Таблица 5

Вид помехи	Критические значения изменений для помех, воздействующих продолжительное время		
	Класс А	Класс В	Класс С
Реверсированная последовательность фаз	1,5	1,5	0,3
Разница напряжений (только для многофазных электросчетчиков)	4	2	1
Гармонические составляющие в токовых цепях(1)	1	0,8	0,5
Постоянный ток и гармоники в токовой цепи(1)	6	3	1,5
Быстропротекающие переходные процессы	6	4	2
Магнитные поля; ВЧ (излучаемое РЧ) электромагнитное поле; помехи, наводимые радиочастотными полями, невосприимчивость к электромагнитным волнам	3	2	1
(1) В случае электромеханических электросчетчиков критические значения изменений не определяются для гармонических составляющих в токовых цепях и для постоянного тока и гармоник в токовых цепях			

5.5. Электромагнитная совместимость электросчетчика должна удовлетворять требованию, чтобы во время и сразу после воздействия электромагнитной помехи любой сигнал, влияющий на точность счетчика, не превышал критическое (наибольшее допускаемое) значение изменения.

За установленное время после воздействия электромагнитной помехи счетчик должен:

- обеспечивать восстановление (сохранение) всей измерительной информации, имевшейся непосредственно перед воздействием помех;
- сохранять все измерительные функции;
- восстанавливать свою работу с погрешностью не большей максимально допускаемой погрешности.

Критическое значение изменения в киловатт-часах равно $m \cdot U_n \cdot I_{\max} \cdot 10^{-6}$ (m – число измерительных элементов счетчика, напряжение U_n в вольтах и ток $I_{\max}$ в амперах).

Для тока перегрузки критическое значение изменения равно 1,5%.

5.6. Положительная погрешность электросчетчика не должна превышать 10% при напряжении меньше нормированного рабочего значения.

5.7. Для отображения дисплей электросчетчика должен иметь достаточное число разрядов цифр, чтобы показания электросчетчика не вернулись к его первоначальному значению, после того, как электросчетчик проработал 4000 часов при полной нагрузке ($I = I_{\max}$, $U = U_n$ и $PF = 1$),

где PF – коэффициент мощности $\cos \varphi$, где φ – разность фаз между I и U .

Электросчетчик не должен допускать сброса данных во время эксплуатации.

5.8. В случае отсутствия электричества в сети, количество измеренной электрической энергии должно оставаться доступным для считывания в течение не менее 4 месяцев.

5.9. При наличии напряжения и отсутствии тока в токовой цепи (токовая цепь должна быть разомкнута) электросчетчик не должен регистрировать потребление энергии при любом значении напряжения от $0,8 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$.

6. Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии должны сохранять свои характеристики в течение установленного изготовителем срока службы.

7. Межповерочный интервал систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии подтверждается и изменяется уполномоченным органом государства – члена Таможенного союза.

8. Перечень нормируемых метрологических характеристик и способы их выражения устанавливает изготовитель при проектировании средства измерений с учетом требований настоящего Технического регламента.

9. Метрологические характеристики счетчиков воды, газа, теплосчетчиков, электросчетчиков не должны изменяться при присоединении к ним других устройств, при воздействии на них других устройств дистанционно, если присоединение или воздействие не запрещено эксплуатационной документацией.

10. Технические решения, реализованные в конструкции систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, должны обеспечить:

1) допустимую погрешность измерений в установленных режимах и условиях эксплуатации;

2) контроль метрологических характеристик в условиях эксплуатации. Процедура контроля должна быть приведена в технической документации;

3) отображение результатов измерений, самодиагностику, контроль работоспособности, а также подключение внешней поверочной аппаратуры;

4) сохранение характеристик в пределах установленных норм после замены сменяемых элементов. При этом допускается дополнительная регулировка, предусмотренная в эксплуатационной документации.

5) сохранение метрологических характеристик в течение установленного межповерочного интервала.

11. В комплект поставки средств измерений должны входить:

1) изделие (комплект, комплекс) в составе, установленном технической документацией;

2) запасные части и принадлежности (при наличии);

3) эксплуатационная документация на изделие в целом, содержащая методику (метод) измерений или ссылку на документ, регламентирующий методику (метод) измерений;

4) эксплуатационная документация на комплектующие технические средства и программное обеспечение (при наличии);

5) методика поверки, если она разрабатывалась как отдельный документ, не входящий в состав эксплуатационной документации;

6) копии документов об утверждении типа средств измерений и первичной поверке, а также копии документов, подтверждающих соответствие требованиям безопасности.

Статья 4. Требования к системам и приборам учета коммерческого учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета.

1. Системы учета электрической энергии на основе технологий интеллектуального учета (ИСУЭ) должны обеспечивать:

автоматизированное измерение, сбор, накопление и обработка информации о количестве отпущенной, распределенной и потребленной электрической энергии;

контроль технологических параметров электрической сети в точках учета электрической энергии и предоставление информации пользователям и автоматизированным системам;

контроль величины активной электрической энергии;

контроль параметров качества электрической энергии, контролируемых приборами учета;

передача дискретной информации с устройств сигнализации в трансформаторных подстанциях;

проведение самодиагностики системы на работоспособность, позволяющей в автоматическом режиме выявлять отказы в работе технических средств и программного обеспечения всех подсистем;

мониторинг состояния и работоспособности оборудования системы;

ведение системы единого времени;

ведение нормативно-справочной информации;

формирование расчетных данных по группам потребителей электрической энергии;

анализ данных результатов измерений;

формирование отчетных документов.

2. В состав информационно-измерительного комплекса точек учета электрической энергии (ИИК) могут входить:

интеллектуальные приборы учета электрической энергии;

измерительные трансформаторы тока и напряжения;

вторичные измерительные цепи.

В состав ИИК в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

3. ИИК должен обеспечивать автоматическое проведение измерений электрической энергии в точке измерений.

4. Классы точности интеллектуальных приборов учета электрической энергии (ИПУЭ), трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, учитывающих количество электрической энергии на «прием» и «отдачу», необходимо выбирать одинаковыми.

5. Во всех компонентах ИИК должна быть обеспечена конструктивно защита от несанкционированного доступа.

6. Необходимо предусматривать конструкцию вторичных цепей ИПУЭ, позволяющую производить опломбировку клемм вторичных цепей тока и напряжения, опломбировку коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения трансформаторов напряжения во включенном состоянии с невозможностью отключения (в том числе автоматического) без разрушения пломб и знаков визуального контроля.

7. ИПУЭ должна быть оснащена встроенными средствами отображения, хранения и передачи информации об измерениях, обладающие функциями двустороннего информационного обмена с пунктом централизованного сбора, обеспечивать возможность удаленного управления включением и отключением электрической энергии, а также возможность своевременного обнаружения и ликвидации неисправностей, предотвращения отключения электрической сети и падения напряжения в реальном времени, снабженные независимым источником питания.

8. В трехфазных цепях учет электрической энергии производится с помощью трехфазных ИПУЭ активной и реактивной электрической энергии, а в однофазных цепях – с помощью однофазных ИПУЭ активной и/или реактивной электрической энергии.

9. ИПУЭ производит измерение потребляемой электрической энергии в течение всего срока его службы. Энергонезависимое запоминающее устройство обеспечивает хранение запрограммированных параметров ИПУЭ и сохранение данных учета электрической энергии при пропадании питания.

10. ИПУЭ должен содержать встроенный календарь, часы, оптический порт, испытательный выход и цифровые интерфейсы связи, многотарифное меню (тарифные зоны должны быть программируемыми), встроенные часы реального времени (точность

хода не менее ± 1 с/сутки с возможностью автоматической коррекции).

11. Скорость передачи данных ИПУЭ должна составлять не менее 1200 бит/с.

12. ИПУЭ должен обеспечивать измерение электрической энергии нарастающим итогом и вычисление усредненной мощности за получасовые и часовые интервалы времени.

13. Межповерочный интервал как для однофазных, так и для трехфазных ИПУЭ должен составлять не менее 10 лет, средняя наработка ИПУЭ на отказ – не менее 100000 часов. Для выполнения измерений в точках учета с реверсивным режимом работы распределительной сети применяются ИПУЭ, производящие измерения в двух направлениях потока электрической энергии.

14. В схеме подключения ИСУЭ необходимо предусматривать возможность замены ИПУЭ и подключения эталонного ИПУЭ без прекращения передачи электрической энергии по элементам электрической сети, на которых установлена ИСУЭ.

15. Подключение ИПУЭ трансформаторного включения производится через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание цепей тока и безопасное отключение цепей напряжения при замене и обслуживании ИПУЭ.

16. Измерительные трансформаторы тока применяются в сетях 6 кВ и выше, а также в сетях 0,4 кВ в тех случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

17. При строительстве новых и реконструкции существующих объектов применяется схема измерения с тремя измерительными трансформаторами тока.

18. Измерительные цепи следует подключать к отдельной обмотке измерительного трансформатора тока.

19. Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов тока не может превышать мощности номинальных вторичных нагрузок, указанных в паспортах соответствующих измерительных трансформаторов тока.

20. К измерительным трансформаторам тока подключаются счетчики с номинальным током меньшим, чем вторичный номинальный ток измерительного трансформатора тока, при условии, что величина максимального вторичного тока в точке учета не должна превышать максимальный допустимый ток счетчика, а длительность воздействия максимального вторичного тока – допустимую длительность воздействия для данного типа счетчика.

21. Клеммные зажимы должны обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счетчика электрической энергии и цепей напряжения в каждой фазе счетчика электрической энергии при его замене или плановой проверке работоспособности, а также включение образцового счетчика электрической энергии без отсоединения проводов и кабелей. Конструкция клеммных зажимов трансформаторов тока должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

22. Межповерочный интервал трансформаторов тока составляет не менее 6 лет.

23. Для питания цепей напряжения измерительных элементов ИПУЭ необходимо применять трехфазные измерительные трансформаторы напряжения или однофазные измерительные трансформаторы напряжения, устанавливаемые в каждой из трех фаз. При строительстве новых и реконструкции существующих объектов запрещается использовать встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются измерительные трансформаторы напряжения, встроенные в элегазовые комплектные распределительные устройства.

24. Допустимые значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения ИПУЭ к трансформаторам напряжения:

не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5;

не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1.

25. Необходимо обеспечивать защиту измерительных трансформаторов напряжения всех классов напряжения со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом необходимо предусматривать на стороне высшего напряжения измерительных трансформаторов напряжения конструкцию приводов защитных коммутационных аппаратов, обеспечивающих возможность их опломбирования.

26. Межповерочный интервал измерительных трансформаторов напряжения составляет не менее 6 лет.

27. В состав информационно-вычислительного комплекса электрической установки (ИВКЭ) входят:

специализированные промконтроллеры (концентратор или устройство сбора и передачи данных (УСПД)), обеспечивающие

интерфейс доступа к ИИК и информационно-вычислительному комплексу (ИВК);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

28. ИВКЭ должен обеспечивать:

автоматический сбор информации по учету электрической энергии от ИИК;

автоматический сбор и обработка информации о состоянии средств измерений;

автоматический сбор и обработка информации о состоянии объектов измерений, а также обеспечение интерфейсов доступа к этой информации;

двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации;

автоматический сбор данных измерений с заданной периодичностью (от 1 раза в сутки и чаще);

снятие показаний электрической энергии со всех контролируемых ИИК на единый момент времени с учетом временных зон.

расчет потерь электрической энергии от точки измерений до точки учета.

29. В состав ИВК входит:

компьютер (компьютеры) в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, установленный в специализированном шкафу для обеспечения механической защиты с возможностью опломбирования;

технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

30. ИВК производит по заданному регламенту автоматический сбор данных учета электрической энергии по каналам связи от всех ИВКЭ через УСПД либо концентраторы или ИПУЭ (при отсутствии УСПД, концентраторов).

31. ИВК должен обеспечивать:

автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;

автоматическая диагностика состояния средств и объектов измерений;

представление результатов измерений смежным субъектам розничных рынков электрической энергии;

контроль достоверности результатов измерений;
информационный обмен с внешними системами;
двунаправленный обмен информацией между ИВК и ИИК, ИВКЭ, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.;

автоматический сбор данных измерений с заданной периодичностью (от 1 раза в сутки и чаще);

снятие показаний электрической энергии со всех контролируемых ИИК на единый момент времени с учетом временных зон;

формирование балансов электрической энергии на заданный период по всем балансовым группам;

осуществление коррекции хода часов элементов ИСУЭ (сервера баз данных, ИПУЭ и других преобразователей) посредством модуля образцового времени, получающего информацию о точном времени от датчиков;

накопление учетных значений физических величин в базах данных персонального компьютера центра сбора и обработки данных не менее чем за последние 3,5 года с возможностью последующей записи информации для архивного хранения;

формирование каналов группового контроля и учета с произвольным числом входящих в группу каналов прямых измерений;

по запросу оператора вывод на экран монитора информации по точкам измерения для визуального контроля параметров измеренных величин;

передача информации удаленным абонентам с использованием стандартной каналообразующей аппаратуры;

автоматическое ведение протокола регистрации значимых событий по фактам срабатывания средств аварийной и технологической сигнализации;

контроль полноты и объема собранной информации со всех контролируемых ИИК;

формирование различных видов отчетов: за сутки, месяц, произвольно выбранный период, по одному или группе;

диагностирование работоспособности оборудования и линий связи.

32. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с/сутки.

СОЕВ обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с внешним эталонным источником единого календарного времени (рекомендуемая частота синхронизации – не реже одного раза в сутки).

33. СОЕВ включает:

многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме, которое должно выполнять синхронизацию времени от внешнего эталонного источника времени, поддержание (измерение) системного времени и синхронизацию времени программно-технических средств, входящих в систему, имеющих с ним интерфейсы аппаратного и информационного взаимодействия по заданному регламенту (устройство синхронизации системного времени);

все компоненты системы, имеющие встроенные программные часы (сервер баз данных, сервер приложений, сервер сбора данных, концентраторы, УСПД и ИПУЭ), ход которых синхронизируется с единым всемирным координированным временем (UTC).

34. При организации СОЕВ на уровне ИВК в качестве основного устройства синхронизации системного времени (УССВ) используется тайм-сервер Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли Российской Федерации. При организации СОЕВ на уровне ИВК передача точного времени возможна через глобальную сеть Интернет с использованием протокола Network Time Protocol.

35. СОЕВ привязана к единому астрономическому времени.

36. При автоматизированном сборе данных учета электрической энергии передача данных осуществляется по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена «запрос-ответ» как в автоматизированном, так и в автоматическом режимах.

Статья 5. Оценка соответствия

1. Оценка соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, выпускаемых в обращение на таможенной территории Таможенного союза, требованиям настоящего Технического регламента должна осуществляться в формах:

- испытаний в целях утверждения типа систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии;
- проверки (оценки соответствия метрологическим требованиям);

- подтверждение соответствия;
- государственного метрологического надзора (контроля).

2. Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, бывшие в эксплуатации, или изготовленные для собственных нужд их изготовителей, а также комплектующие изделия и запасные части к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенные для их ремонта (технического обслуживания), не подлежат подтверждению соответствия требованиям настоящего Технического регламента.

Статья 6. Испытания в целях утверждения типа систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии

1. Испытания в целях утверждения типа проводят испытательные лаборатории (центры), включенные в Единый реестр органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров) Таможенного союза.

2. Протоколы испытаний в целях утверждения типа признаются на всей территории Таможенного союза при выполнении следующих условий:

- программы испытаний в целях утверждения типа разработаны в соответствии с международными и региональными стандартами, а в случае их отсутствия – в соответствии с национальными (государственными) стандартами, содержащими правила и методы исследований (испытаний) и измерений, в том числе правила отбора образцов средств измерений;

- имеется в наличии методика (метод) измерений, соответствие которой требованиям настоящего Технического регламента подтверждено в ходе испытаний в целях утверждения типа.

3. Протоколы испытаний в целях утверждения типа заявитель предъявляет национальному органу, уполномоченному на выдачу документа об утверждении типа, расположенному в местах реализации или применения средств измерений.

Статья 7. Поверка (Оценка соответствия метрологическим требованиям)

1. Поверка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, предназначенных для применения при измерениях в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса производится за счет поставщика данных энергоресурсов.

2. Процедуры поверки систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, аттестации методик (методов) измерений осуществляются в порядке, установленном Таможенным союзом.

3. Положения настоящей статьи распространяются на оценку соответствия составных частей систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, если эти составные части выполняют измерительную функцию. Если эти составные части продаются отдельно, то оценка их соответствия должна осуществляться независимо от самих систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

4. При оценке соответствия орган, осуществляющий работы по оценке соответствия, обязан:

- проводить процедуры оценки соответствия в порядке, установленном законодательством государств-членов Таможенного союза;

- информировать изготовителя относительно отрицательных решений в отношении подвергнутых оценке соответствия образцов, а также о предусмотренных законодательством государств-членов Таможенного союза корректирующих мерах.

Статья 8. Подтверждение соответствия

Подтверждение соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента осуществляется в форме декларирования соответствия на основании собственных доказательств соответствия.

При декларировании соответствия заявителем может быть зарегистрированное в соответствии с законодательством государств-членов Таможенного союза на их территориях юридическое лицо или физическое лицо в качестве индивидуального предпринимателя, либо являющееся изготовителем или продавцом, либо выполняющее функции иностранного изготовителя на основании договора с ним в части обеспечения соответствия поставляемой продукции требованиям настоящего технического регламента и в части ответственности за несоответствие поставляемой продукции требованиям настоящего Технического регламента (уполномоченное иностранным изготовителем лицо).

Сведения о декларации о соответствии должны быть указаны в руководстве по эксплуатации.

Декларирование соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента осуществляется в следующем порядке:

заявитель формирует комплект документов;

принимает все необходимые меры для обеспечения соответствия систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии требованиям настоящего Технического регламента;

принимает и регистрирует декларацию о соответствии в установленном порядке.

Декларация о соответствии оформляется по единой форме, утвержденной решением Комиссии Таможенного союза. Действие декларации о соответствии начинается со дня ее регистрации. Срок действия декларации о соответствии – 5 лет.

Заявитель обязан хранить декларацию о соответствии и доказательную документацию в течение десяти лет с момента окончания срока действия декларации о соответствии.

Комплект документов, подтверждающих соответствие, должен предоставляться органам государственного контроля (надзора) по их требованиям.

Статья 9. Маркировка единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза

Системы и приборы учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, соответствующие требованиям настоящего технического регламента и прошедшие процедуру подтверждения соответствия согласно статье 8 настоящего Технического регламента, должны иметь маркировку единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза.

Маркировка единым знаком обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза осуществляется перед выпуском систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии в обращение на рынке.

Единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза наносится на каждую единицу систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии любым способом, обеспечивающим четкое изображение в течение всего срока службы.

Единый знак обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза наносится на несменяемую часть систем и

приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

Допускается нанесение единого знака обращения продукции на рынке государств-членов Таможенного союза только на упаковку и указание в эксплуатационных документах, если его невозможно нанести непосредственно на систему и прибор учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии.

Статья 10. Государственный метрологический надзор (контроль)

1. Государственный метрологический надзор (контроль) за соблюдением установленных настоящим Техническим регламентом требований осуществляется в соответствии с законодательством государств-членов Таможенного союза.

Статья 11. Требования к маркировке и упаковке

1. Маркировка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, информирующая о конструктивных особенностях или условиях обращения на рынке, должна соответствовать требованиям технической документации.

2. Упаковка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать защиту от климатических и механических повреждений при транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах и хранении;

- на ящиках с грузом массой от 20 до 100 кг, предназначенных для погрузки вручную, должны быть приспособления для захвата. К днищу ящиков, предназначенных для механизированной погрузки, должны быть прикреплены внешние полозья;

- упаковка систем и приборов учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии, транспортируемых в районы с особыми климатическими условиями, должна обеспечить сохранность средств измерений с учетом влияния воздействующих факторов внешней среды.

Статья 12. Защитительная оговорка

Органы государственного метрологического надзора (контроля) государств-членов Таможенного союза должны оказывать взаимную помощь в выполнении своих обязательств по обеспечению государственного метрологического надзора (контроля).

Октябрь 1994 г.

ICS 91.140.10

Ключевые слова: метрология, здания, отопление, энергопотребление, измерения..., записывающая аппаратура, электропитание, оценочные характеристики..., утилизация, инспекция

Английская версия

РАСПРЕДЕЛИТЕЛИ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ОБОГРЕВАТЕЛЬНЫХ РАДИАТОРОВ В ПОМЕЩЕНИИ-

ПРИБОРЫ С ИСТОЧНИКОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Распределители теплотребления для регистрации значений расходов с поверхностей обогревающих тел – Приборы, запитываемые электроэнергией.

Этот европейский стандарт был утвержден организацией CEN 14.10.94 г. Члены CEN были обязаны согласовать его с Внутренними Регламентациями CEN/CENELEC, которые оговаривали условия придания этому Европейскому Стандарту статуса национального стандарта без каких-либо переделок.

Обновленная документация и библиографические ссылки, относящиеся к таким национальным стандартам, могут быть получены или в центральном секретариате, или у любых членов CEN.

Этот Европейский стандарт существует в трех национальных версиях (английской, французской и немецкой). Версии на любом другом языке, выполненные путем перевода при ответственности члена CEN, на его собственном языке и заверенные в Центральном Секретариате, имеют тот же самый статус, что и официальные версии.

Члены CEN имеют основные документы национальных стандартов Австрии, Бельгии, Дании, Нидерландов, Норвегии, Португалии, Испании, Швеции, Швейцарии и Англии.

CEN

Европейский Комитет Стандартизации

Центральный Секретариат: ул. Стассарт 36, В – 1050 Брюссель.

Коэффициент скорости K_C

© 1994 Все права принадлежат странам-членам CEN.

Реф. №EN 834: 1994 E

Предисловие

Этот Европейский Стандарт был подготовлен Техническим Комитетом CEN/TC 171, Распределение теплоснабжения, секретариат которого признается в DIN.

Этот стандарт включает два информативных приложения А и В. Эти части стандарта не являются обязательными.

Этому Европейскому Стандарту будет придан статус национального либо публикацией идентичного текста, либо подписью на обороте документа до апреля 1995 г, а противоречащие ему национальные стандарты должны быть отменены до апреля 1995 г.

В соответствии с Международными регламентациями CEN/CENELEC основные документы к Дополнению этого Европейского стандарта имеют следующие страны: Австрии, Бельгии, Дании, Нидерландов, Норвегии, Португалии, Испании, Швеции, Швейцарии и Англии.

Содержание

	Стр.
1 Введение	4
2 Ограничения и общие термины	4
3 Принцип работы и методы измерения	4
4 Определения	5
4.1 Начальные условия	5
4.2 Начальная скорость вычисления	5
4.3 Датчики температуры	5
4.4 Диапазон измерения датчиков температуры	5
4.5 Расчетная температура подаваемого теплоносителя, расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, средняя расчетная температура теплоносителя	5
4.6 Верхняя граница температуры	6
4.7 Нижняя граница температуры	6
4.8 Температура запуска	6
4.9 Отображаемый отсчет	6
4.10 Тарифицированный отображаемый отсчет	6

4.11 Скорость вычисления	6
4.12 Номинальная характеристика прибора	6
4.13 Относительное отображаемое отклонение	6
4.14 Скорость вычисления при отсутствии тепловой нагрузки	6
4.15 Период измерения	6
4.16 Величина с	6
4.17 Полный период эксплуатации	6
4.18 Тарифные коэффициенты	6
4.19 Системы передачи	7
4.20 Производитель	7
5 Требования к распределителям теплотребления	7
5.1 Требования, относящиеся к броскам температуры	7
5.2 Температура хранения	7
5.3 Температура запуска вычисления	7
5.4 Скорость вычисления при холостом ходе	7
5.5 Датчики температуры	8
5.6 Вычислитель/центральный блок	8
5.7 Дополнительный источник питания	8
5.8 Переполнение дисплея	8
5.9 Разрешение дисплея	8
5.10 Проверка работоспособности	8
5.11 Максимально допустимые погрешности	8
5.12 Процесс старения оборудования	8
5.13 Электрическое, электростатическое и магнитное воздействие	8
Тепловое воздействие на распределители теплотребления, работающие по методу одного датчика	9
5.15 Тепловое воздействие на распределители теплотребления, работающие с датчиком комнатной температуры	9
5.16 Тепловое воздействие на другие части и компоненты	9
5.17 Воздействие на системы передачи	9
5.18 Пломбирование	9
6 Требования к эксплуатации и монтажу	9
6.1 Температурные ограничения	9
6.2 Монтаж датчиков	9
6.3 Монтажное положение датчиков	9

6.4	Монтаж проводов и сигнальных кабелей	9
6.5	Соответствие приборов	9
7	Требования к тарификации	9
7.1	Результирующий тарифный коэффициент K	9
7.2	Тарифный коэффициент K_Q	9
7.3	Тарифный коэффициент K_C	9
7.4	Величина c	10
7.5	Тарифный коэффициент K_T	10
8	Требования к обслуживанию и считыванию	10
9	Тестирование	10
9.1	Общие положения	10
	Сопроводительная документация при проведении испытаний	10
9.3	Отчет по испытаниям	10
9.4	Протоколы испытаний	10
10	Процедуры испытаний	10
10.1	Конструкция	10
10.2	Пломбирование	10
10.3	Температурная стойкость	10
10.4	Максимально допустимые погрешности	11
10.5	Старение	11
10.6	Внешние воздействия	11
10.7	Значения c , процедура испытаний	11
10.8	Значения c , диапазон испытаний	11
10.9	Тарифный коэффициент K_Q	12
10.10	Тарифный коэффициент K_C	12
11	Маркировка	12
	Приложение А (информативное) Информация и рекомендации	13
A.1	Системы теплоснабжения	13
A.2	Рекомендуемая область применения	13
A.3	Тепловое излучение, неконтролируемое потребителем	13
A.4	Дополнительные корректировки	13
	Приложение В (информативное) Библиография	14

1 Введение

Этот стандарт определяет распределители теплopotребления с электрическим источником питания, который служит для установки величины теплopotребления комнатного радиатора. Он определяет также минимальные требования к конструкции, материалам, производству, монтажу, эксплуатации и оценке отображаемых отсчетов, устанавливаемых этими измерительными приборами.

Этот стандарт определяет процедуры испытаний для определения согласованности с установленными требованиями и дает инструкции по методам и степени их реализации.

Возможности и общие термины

Распределители теплopotребления в соответствии с этим стандартом есть инструменты регистрации тепловой мощности радиаторов в абонентских единицах.

Абонентскими единицами являются жилища, офисные здания, бизнес-центры и промышленные предприятия, в которых тепло поставляется общей централизованной системой или общей теплосетью.

Полная группа абонентских единиц называется учетной единицей.

Бывает необходимо разделить учетную единицу на группы пользователей, если учетная единица включает в себя абонентские единицы различного типа (например, различные типы систем отопления или потребители с различными режимами работы, например промышленные предприятия и частный жилой фонд).

Распределители теплopotребления позволяют только определить теплopotребление каждого радиатора в абонентских единицах, как доле полного теплopotребления абонентской единицы или группы пользователей (см. параграф 3). Поэтому необходимо определить полное теплopotребление либо путем измерения количества потребляемого топлива, либо количества поставляемого тепла (в последнее время, например, теплосчетчиком).

Условие для корректного применения распределителей теплopotребления в соответствии с этим стандартом состоит в том, что они используются в системах теплоснабжения, которые:

в момент установки распределителей теплopotребления соответствуют уровню техники; и эксплуатируются в соответствии с уровнем техники (см. приложения А и А.1).

Распределители теплотребления в соответствии с этим стандартом не должны использоваться для систем теплоснабжения, в которых температурные границы превзойдены, где тарифный коэффициент для тепловой мощности K_Q определяется не четко или где нагреваемая поверхность недоступна. Это применимо, например, к следующим системам отопления:

- обогрев полов;
- излучающие потолочные отопители;
- радиаторы с регулируемой заслонкой;
- радиаторы с вентилятором;
- воздушные обогреватели с вентилятором;
- системы отопления, где радиаторы запитываются паром.

3 Принцип работы и методы измерения

Распределители теплотребления в соответствии с этим стандартом есть измерительные устройства для регистрации интегральной температуры в зависимости от времени. Температура является основой для определения тепловой мощности радиаторов, на которых установлены распределители теплотребления. Распределители теплотребления, в соответствии с этим стандартом с электрическим источником питания используют одну или более характеристических температур, которые определяют тепловую мощность поверхности радиатора для определения его (радиатора) тепловой мощности. Нерасчетный отображаемый отсчет является приблизительным значением временного интеграла измеренной характерной температуры радиатора или временным интегралом разности температур между поверхностью радиатора и комнатой температурой. Номинальный отображаемый отсчет определяется как нерасчетный отображаемый отсчет, умноженный на тарифные коэффициенты, в частности на коэффициент для номинальной тепловой мощности радиатора, и на коэффициент теплового контакта между поверхностью и датчиком (см. 4.18).

Величина потребления приблизительно пропорциональна излучаемому теплу в измеряемый период времени от нагретой поверхности и расходуемому потребителем. Величина потребления (см. 4.10) получается либо путем считывания непосредственно с распределителей теплотребления, либо последующим преобразованием нерасчетного отображаемого отсчета (см. 4.9).

Таким образом, величина потребления является измеренным результатом, зависящим от характеристик распределителей теплотребления, радиатора, вторичных требований и факторов

неопределенности тарифных коэффициентов и установки. Следовательно, отклонения при измерении (погрешности измерения) записанного теплопотребления зависят не только от одного распределителя теплопотребления. Таким образом, распределители теплопотребления не могут быть откалиброваны так, как теплосчетчики.

Поскольку описанные характеристики результата измерения не относятся к единицам физической энергии, величина теплопотребления не является размерной. Она является величиной, отнесенной к сумме величин потребления учетных единиц или группы пользователей. Относительная величина измеренной величины потребления, которая была определена так, чтобы быть понятой, как часть полного тепла, израсходованного учетной единицей или группой пользователей. В конце периода измерения эта величина устанавливается отдельно для каждого радиатора. Из суммы всех величин потребления радиаторов абонентских единиц, упомянутая выше относительная величина будет определять долю теплопотребления соответствующей учетной единицы, отнесенного к полному потреблению учетной единицы или группы потребителей.

Распределитель теплопотребления состоит из корпуса, датчиков, вычислителя, дисплея, источника питания, вспомогательного оборудования и устройства пломбирования. Устройство пломбирования служит для защиты от несанкционированных манипуляций. Каждый распределитель теплопотребления является функциональным элементом. Его индивидуальные части должны производиться в соответствии с определенными допусками. Таким образом, каждая индивидуальная деталь распределителя теплопотребления (тип, модель) функционирует одинаково при их использовании в одних и тех же условиях.

Распределители теплопотребления в соответствии с этим стандартом работают согласно одному из следующих принципов измерения.

Метод измерения с одним датчиком использует только один датчик температуры. Датчик записывает температуру поверхности радиатора или теплоносителя.

Метод измерения с двумя датчиками использует два датчика температуры. Один датчик измеряет температуру поверхности радиатора или теплоносителя, а другой – комнатную температуру или температуру, которая находится в определенном соотношении с ней.

Метод измерения, использующий логарифмическую избыточную температуру, измеряет тремя датчиками температуры подаваемого и возвращаемого теплоносителя и комнатную температуру.

4 Определение

К рассматриваемому стандарту применимы следующие определения.

4.1 Начальные условия

Начальные условия должны быть установлены для определения тарифных коэффициентов и значения s . Начальные условия могут быть выбраны произвольно в некоторых границах.

Начальные условия для радиатора следующие:

верхнее расположение входного отверстия для теплоносителя;

средняя температура теплоносителя от $t_m = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $60\text{ }^{\circ}\text{C}$;

начальная температура воздуха $t_L = (20 \pm 2)\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Измерения должны проводиться на $0,75\text{ м}$ выше уровня пола и на расстоянии $1,5\text{ м}$ от греющей поверхности в комнате для испытаний с устойчивым климатом;

поток теплоносителя (поток воды через радиатор) при $t_V/t_R/t_L = 90\text{ }^{\circ}\text{C}/70\text{ }^{\circ}\text{C}/20\text{ }^{\circ}\text{C}$, где

t_V – температура поступающего теплоносителя;

t_R – температура теплоносителя в обратном трубопроводе.

4.2 Начальная скорость вычисления

Начальная скорость вычисления является величиной скорости вычислений, отнесенной к номинальной характеристике прибора (см. 4.12), при заданных начальных условиях (значение s равно нулю). Она служит для определения тарифного коэффициента K_C (см. 4.8.2).

4.3. Датчики температуры

Датчики температуры состоят из первичного измерительного преобразователя (сенсора) и корпуса датчика, который служит для защиты чувствительного элемента от механических и тепловых воздействий.

4.4 Диапазон измерения датчиков температуры

Диапазон измерения является диапазоном, внутри которого могут быть использованы для измерений датчики температуры. Если используется пара датчиков температуры, которая измеряет температурный перепад, то диапазон измерений дополняется диапазоном перепада температур.

4.5 Расчетная температура подаваемого теплоносителя, расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, средняя расчетная температура теплоносителя

Расчетная температура подаваемого теплоносителя и расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе являются температурами теплоносителя, необходимыми для достижения внутренней температуры в обогреваемом помещении в стабильных условиях при тепловой нагрузке, соответствующей географически определенной расчетной начальной температуре наружного воздуха. Среднее значение расчетной температуры теплоносителя $t_{V, A}$ и расчетной температуры теплоносителя в обратном трубопроводе $t_{R, A}$ является средней расчетной температурой теплоносителя $t_{m, A}$. Эта температура должна быть определена из средне логарифмического значения избыточной температуры, отнесенной к начальной температуре воздуха 20 °C.

4.6 Верхняя граница температуры

Верхняя граница температуры t_{max} есть максимальная средняя расчетная температура теплоносителя радиаторов в системе теплоснабжения, при которой может быть использован распределитель теплотребления. Она определяется на основе применяемых материалов и комплектующих.

4.7 Нижняя граница температуры

Нижняя граница температуры t_{min} есть минимальная средняя расчетная температура теплоносителя радиаторов в системе теплоснабжения, при которой допускается применение распределителя теплотребления. Для однетрубных систем отопления это есть средняя расчетная температура теплоносителя в последнем радиаторе секции или расчетная температура в обратном трубопроводе секции. Нижняя граница температуры зависит от метода измерения.

4.8 Температура запуска

Температура запуска t_Z есть средняя температура теплоносителя в радиаторе, в диапазоне частичной нагрузки с массовым расходом, соответствующим начальным условиям, при которых распределитель теплотребления запускает вычисления.

4.9 Отображаемый отсчет

Отображаемый отсчет обычно является величиной измерения, произведенного распределителем теплотребления, которая может быть считана, как численное значение на устройстве отображения. Если эта величина не равна нулю в начале периода измерения

(см. 4.15), то отображаемый относительный отсчет для расчета теплотребления определяется из разности между численными значениями в конце и в начале периода измерения.

Отсчет может быть ненормированной или нормированной величиной (см. 4.10).

4.10 Тарифицированный отображаемый отсчет

Тарифицированный отображаемый отсчет есть отображаемый отсчет, тарифицированный с помощью тарифных коэффициентов, соответствующих 4.18.

4.11 Скорость вычисления

Скорость вычисления R есть число отображаемых отсчетов в единицу времени.

4.12 Номинальная характеристика прибора

Характеристика прибора есть установленное соотношение между скоростью вычисления и соответствующей методу измерения температурой или разностью температур.

4.13 Относительное отображаемое отклонение

Относительное отображаемое отклонение есть разность между действующей отображаемой скоростью вычисления и номинальной скоростью вычисления, отнесенная к номинальной отображаемой скорости вычисления.

4.14 Скорость вычисления при отсутствии тепловой нагрузки

Скорость вычисления при отсутствии тепловой нагрузки есть скорость вычисления при комнатной температуре, без теплового излучения от радиатора.

4.15 Период измерения

Период измерения есть период времени, в который потребление тепла записывается без прерывания.

4.16 Величина c

Величина c показывает степень тепловой связи между датчиками температуры и температурами, которые должны быть записаны. Она определяется как отношение разности температур, соответствующее следующему уравнению:

$$c = 1 - \frac{\Delta t_S}{\Delta t} \quad (1)$$

где: Δt_S – разность температур датчиков, например,

$t_{HS} - t_{RS}$ или Δt_{lnS}

Δt – избыточная температура теплоносителя

$t_m - t_L$ или t_{ln}

где: t_{HS} – температура датчика радиатора;
 t_{RS} – температура комнатного датчика температуры (для распределителей теплоснабжения без комнатного датчика температуры: $t_{RS} = t_L$);
 t_m – средняя температура теплоносителя;
 t_L – начальная температура воздуха (см. 4.1);
 t_V – температура теплоносителя на входе в радиатор;
 t_R – температура теплоносителя на выходе из радиатора;
 Δt_{ln} – избыточная логарифмическая температура теплоносителя, определяемая по формуле:

$$\Delta t_{ln} = \frac{t_V - t_R}{\ln [(t_V - t_L)/(t_R - t_L)]} \quad (2)$$

Δt_{lnS} – избыточная логарифмическая температура датчиков температуры.

Если известно, что используется температурная характеристика датчиков или пар датчиков, то измеряемые сигналы или скорости вычисления, связанные с ними, можно также использовать для измерения заданных температур или разностей температур.

4.17 Полный период эксплуатации

Полный период эксплуатации радиатора есть отношение излучаемого радиатором тепла в календарный год к номинальной тепловой мощности (см. 4.18.1). Его единицей измерения является часов/год.

4.18 Тарифные коэффициенты

Следующие ниже тарифные коэффициенты преобразуют отображаемый отсчеты индивидуальных распределителей теплоснабжения в тарифицированные отображаемые отсчеты в форме, необходимой для расчета потребленной стоимости.

4.18.1 Тарифный коэффициент K_Q для тепловой мощности радиатора

Тарифный коэффициент K_Q есть (безразмерное) числовое значение номинальной тепловой мощности радиатора (в Ваттах).

Номинальная тепловая мощность есть тепловая мощность радиатора, работающего при температуре поступающего теплоносителя, температуре возвращаемого теплоносителя и температуре воздуха, равных, соответственно, 90 °C, 70 °C и 20 °C, в испытательной комнате со стабильной температурой. Температуру воздуха следует измерять на 0,75 м выше пола и на расстоянии 1,5 м от греющей поверхности. Если номинальная тепловая мощность

радиатора была установлена в других температурных условиях, то она должна быть приведена к упомянутым выше условиям¹⁾.

4.18.2 Тарифный коэффициент K_C для теплового соединения с датчиками температуры

Тарифный коэффициент K_C учитывает изменение теплового соединения между температурой теплоносителя и датчиком температуры в зависимости от различных типов поверхностей¹⁾ радиаторов.

K_C есть отношение начальной скорости вычисления к скорости вычисления при температуре датчиков температуры на радиаторе, работающем при начальных условиях:

$$K_C = \frac{R_{\text{Reference}}}{R_{\text{Rating}}}$$

4.18.3 Тарифный коэффициент K_T для комнат с низкой расчетной температурой в помещении, которая отклоняется от базовой начальной температуры воздуха

Тарифный коэффициент K_T учитывает изменение тепловой мощности и изменение температуры датчиков, если распределители теплотребления, соответствующие принципу измерения с одним датчиком, используются при расчете температуре в помещении, меньшей, чем начальная температура воздуха при начальных условиях:

4.18.4 Результирующий тарифный коэффициент K

Результирующий тарифный коэффициент K есть произведение индивидуальных тарифных коэффициентов:

$$K = K_Q \times K_C \times K_T \quad (4)$$

4.19 Системы передачи

Системы передачи определяются как устройства, применяемые для передачи сигналов между сборочными узлами распределителя теплотребления, которые размещаются раздельно.

4.20 Производитель

Производитель, соответствующий настоящему стандарту есть физическое лицо или компания, ответственное (ая) за поставку и монтаж распределителя теплотребления.

5 Требования к распределителям теплотребления

5.1 Требования, относящиеся к броскам температуры

Кратковременное возникновение выбросов температуры t_{max} в

эволюции средней температуре теплоносителя станет причиной искажения правильной работы распределителя теплоснабжения или его компонент, установленных на радиаторе и готовых к работе. Это положение относится и к распределителям теплоснабжения, установленным на других поверхностях, например на трубах.

Для компонентов, не присоединенных к греющим поверхностям, окружающая температура между $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и

$50\text{ }^{\circ}\text{C}$ не вызовет каких-либо функциональных аномалий.

5.2. Температура хранения

Конструкция всех компонент такова, что температура хранения между $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ не вызовет каких-либо функциональных возмущений.

5.3 Температура запуска вычисления

Распределители теплоснабжения, соответствующие методу с одним датчиком, без пускового датчика температуры в помещении на радиаторе с $c \leq 0,10$ при расходе теплоносителя, соответствующем начальным условиям (см. 4.1), и при комнатной температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, запустит вычисления при температуре t_Z , соответствующей уравнениям 5 и 6:

Для $t_{\min} \geq 60\text{ }^{\circ}\text{C}$

$$\text{Для } 55\text{ }^{\circ}\text{C} \leq t_{\min} < 60\text{ }^{\circ}\text{C} \quad t_Z \leq 0,3 \times (t_{\min} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}) + 20\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (5)$$

$$t_Z \leq 28\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (6)$$

Для распределителей теплоснабжения с датчиком комнатной температуры критерий для температуры запуска в уравнении 7 пригоден для всех методов измерения (см. параграф 3):

$$t_Z - t_L \leq 5\text{ K} \quad (7)$$

Если используются различные типы радиаторов с одним элементом счета, то t_Z для индивидуальных распределителей теплоснабжения могут отличаться до 10% ($t_{\min} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}$). Разность не превысит 5 K.

5.4. Скорость вычисления при холостом ходе

При комнатной температуре до $27\text{ }^{\circ}\text{C}$ скорость счета на холостом ходу не превысит 1% номинальной скорости счета при избыточной температуре теплоносителя

$\Delta t = 60 \text{ К}$ и при расходе жидкости, соответствующем начальным условиям и при $c \leq 0,1$.

Если используются специальные типы радиаторных соединений, которые отклоняются от начальных условий, описанных в 4.1, или если корпуса подключены к радиатору так, что они не могут быть изменены пользователем, то тарифные коэффициенты K_Q и K_C будут определяться при этих условиях.

5.5 Датчики температуры

Механическая прочность и тепловая стойкость корпуса датчика температуры должна быть достаточной для предотвращения деформаций в процессе монтажа, эксплуатации и демонтажа с инспекционной целью, которые искажают режим работы элемента датчика.

Для инспектирования должен быть обеспечена возможность демонтажа приборов или их компонентов таким образом, чтобы была возможной проверка требований по 5.12.

Датчики температуры должны удовлетворять определенным условиям окружающей среды, которые включают нижнюю границу температуры $+5 \text{ }^\circ\text{C}$, верхнюю границу температуры не менее t_{max} (см. 4.6) и среднее за год значение относительной влажности $\leq 65\%$.

5.6 Вычислитель/центральный блок

Механическая конструкция должна гарантировать защиту от проникновения твердых инородных тел, и не допускать попадания внутрь прибора проводов и подобных им объектов.

При испытаниях на механическую прочность требуется приложить вибрационные нагрузки при частоте от 10 до 55 Гц с ускорением 20 м/с^2 .

Вычислитель/центральный блок должны удовлетворять определенным условиям окружающей среды, которые включают нижнюю границу температуры $0 \text{ }^\circ\text{C}$, верхнюю границу температуры до $50 \text{ }^\circ\text{C}$ и среднее за год значение относительной влажности $\leq 65\%$.

5.7 Дополнительный источник питания

В случае аккумуляторного источника питания емкость батареи должна быть адекватной для обеспечения работы прибора без помех не менее трех месяцев; этот срок должен быть больше, чем период работы без замены батарей, как это оговорено производителем. Должна быть обеспечена минимальная емкость батареи для работы 15 месяцев. Если в течение этого периода напряжение батареи падает, то не должен быть превышен предел погрешности по 5.11.

5.8 Переполнение дисплея

Внутри двух последовательных измерительных периодов (измерительный период обычно составляет 12 месяцев)

Не должно происходить переполнения прибора, которое может остаться незамеченным. Допускается полный период эксплуатации (см. 4.17) 1500 часов в год при максимальной тепловой мощности радиатора, разрешенной производителем. Это требование применимо также к расчетной температуре выше

$$t_V/t_R = 90\text{ }^{\circ}\text{C} / 70\text{ }^{\circ}\text{C}/$$

5.9 Разрешение дисплея

После 24 часов эксплуатации секционного радиатора с номинальной тепловой мощностью 1 кВт (см. 4.18.1) при частичной тепловой нагрузке (мощности), соответствующей избыточной логарифмической температуре 35 К и расходе теплоносителя, соответствующем начальным условиям (см. 4.1), должно быть не менее 10 отсчетов.

5.10 Проверка работоспособности

Проверка работоспособности должна быть выполнена либо в течение годовой эксплуатации распределителя, либо путем непрерывного самотестирования блока в течение полного периода эксплуатации.

Проверка работоспособности должна обеспечивать очевидность корректной работы следующих частей распределителя теплопотребления:

Источника питания;

Дисплея;

Вычислителя;

Датчиков;

Внешней системы передачи сигнала.

5.11 Максимально допустимые погрешности

Относительное отклонение отображения (см. 4.13), как функция допустимой, избыточной температуры теплоносителя Δt при расходе теплоносителя, соответствующем начальным условиям (см. 4.1) и $c \leq 0,1$, не должно превышать следующих максимально допустимых погрешностей:

Для $5\text{ К} \leq \Delta t < 10\text{ К}$ 12%

Для $10\text{ К} \leq \Delta t < 15\text{ К}$ 8%

Для $15\text{ К} \leq \Delta t < 40\text{ К}$ 5%

Для $40\text{ К} \leq \Delta t$ 3%

В системах со сменными компонентами это требование также должно быть удовлетворено при замене компонентов.

5.12 Процесс старения оборудования

В долгосрочном плане, погрешности, включая эффект разрядки батареи, не должны превышать двух предельных погрешностей, определенных в 5.11.

5.13 Электрическое, электростатическое и магнитное влияние

Скорость счета при начальных условиях с наименьшим допустимым эксплуатационным напряжением не должна изменяться более чем на 5% при воздействии на вычислитель, датчики и соединительные кабели следующих физических факторов:

а) Изменяющееся магнитное поле с напряженностью

60 А/м и частотой 50 Гц. Напряженность поля создается перед размещением испытуемого образца в месте создания поля.

в) Электромагнитное излучение с напряженностью поля 10 В/м при частоте от 100 кГц до 160 МГц. Напряжение поля создается перед размещением испытуемого образца в месте создания поля.

с) Магнитные поля постоянного тока могут быть генерированы постоянным магнитом с напряженностью поля 60 кА/м на расстоянии 0,5 см от передней плоскости.

д) Электростатический разряд 8 кВ от конденсатора 150 пФ при разрядном сопротивлении 330 Ом на приборе, готовом к эксплуатации.

5.14 Тепловое воздействие на распределители теплотребления, работающие по методу одного датчика

Скорость счета будет снижена более чем на 2% при росте температуры на 15 К на передней поверхности при измерении на радиаторе с $c \leq 0,1$, работающем при максимально допустимой температуре $t_{\max}$ (см. 4.6) и расходе теплоносителя, соответствующем начальным условиям (см. 4.1).

5.15 Тепловое воздействие на распределители теплотребления с датчиком комнатной температуры

При измерении на подобных радиаторах в тех же рабочих условиях, которые определены в 5.14, при комнатной температуре 20 °С, рост температуры распределителя теплотребления или его индивидуальных компонентов не должен вызывать снижения в скорости счета больше, чем при росте комнатной температуры от $t_L = 20$ °С до

$t_L = 25$ °С.

5.16 Тепловое воздействие на другие части и компоненты

Если части и компоненты, за исключением температурного датчика, работают в температурных условиях от 0 °С до 50 °С, то

скорость вычисления не должна изменяться более чем на 0,2% от той, которая определена при 20 °С в начальных условиях датчиков температуры ($c = 0$).

5.17 Воздействие на системы передачи

Системы передачи должны быть спроектированы таким образом, чтобы при измерении на подобных радиаторах в одинаковых условиях эксплуатации, определенных в 5.14, воздействия не изменяли бы скорость вычисления более чем на 1% от номинальной скорости вычисления.

Таковыми воздействиями могут быть, например, окружающая температура, переходные процессы при изменении температур, влажность воздуха, электромагнитные поля, электростатические разряды и помехи по напряжению в сетевом источнике питания или сигнальных кабелях.

5.18 Пломбирование

Все компоненты, которые могут воздействовать на результаты измерения, должны быть опломбированы или снабжены иными средствами защиты, сконструированными для предотвращения доступа к прибору.

6 Требования к эксплуатации и монтажу

6.1 Температурные ограничения

Распределители теплopotребления в соответствии с настоящим стандартом могут использоваться в системах теплоснабжения с расчетными температурами теплоносителя $t_{m, A}$ (см. 4.5) между верхней границей температуры t_{max} (см. 4.6) и нижней границей температуры t_{min} (см. 4.7):

$$t_{min} \leq t_{m, A} \leq t_{max}$$

Для распределителей теплopotребления, которые работают согласно методу одного датчика $t_{min} \geq 55$ °С.

6.2 Монтаж датчиков

Монтаж датчиков должен быть надежным и стойким к манипуляциям. Клеи следует использовать только в тех случаях, когда снятие невозможно без четко видимых на датчике повреждений и если однородность значений c не нарушается.

6.3 Монтажное положение датчиков

Монтажное положение датчиков должно быть выбрано таким образом, чтобы обеспечить необходимое соотношение между отображаемым отсчетом и тепловым излучением радиатора в достаточно широком рабочем диапазоне. Производитель должен обеспечить подтверждение этого.

6.4 Монтаж проводов и сигнальных кабелей

При монтаже силовых и сигнальных кабелей должны соблюдаться требования техники безопасности и обеспечиваться отсутствие электрических, сигнальных и коммуникационных помех.

6.5 Согласование приборов

Внутри одной учетной единицы (или если выполняется расширение размещения распределителей теплopotребления внутри одной группы) разрешается применение распределителей теплopotребления только одного и того же производителя и того же типа²⁾ с одинаковой системой расчета тарифных ставок. Каждый распределитель теплopotребления должен быть идентифицирован.

7 Требования к тарификации

Тарифные коэффициенты K_C и K_T должны быть определены как минимум с двумя десятичными разрядами.

7.1 Результирующий тарифный коэффициент K

Коэффициент K_Q всегда должен быть включен в результирующий тарифный коэффициент K . K_C и K_T включаются в зависимости от конкретного случая. На каждом распределителе теплopotребления должна быть четкая маркировка результирующего тарифного коэффициента или цифра, пропорциональная ему, или же пользователь должен дать примечание, содержащее такую информацию.

Каждый распределитель теплopotребления должен быть снабжен серийным номером или цифрой, пропорциональной результирующему тарифному коэффициенту.

Для каждого распределителя теплopotребления требуется расчет тарифной ставки с результирующим тарифным коэффициентом K , который должен разрешить регистрацию тарифной тепловой мощности радиатора с максимальным шагом в 60 Вт или 5% в диапазоне тепловой мощности до 3000 Вт включительно, и 3% в диапазоне свыше 3000 Вт.

7.2 Тарифный коэффициент K_Q

Расчет тарифа с использованием K_Q должен выполняться на основе радиатора, который фактически установлен.

7.3 Тарифный коэффициент K_C

Тарифный коэффициент K_C должен применяться в том случае, если этот коэффициент дает отличие более 3% внутри учетной единицы.

2) Распределители теплopotребления с различными деталями корпусов (задние платы) для адаптации к различным типам ра-

диаторов не рассматриваются как различные типы устройств. К тому же, варианты устройств того же типа – например компактные версии и версии с радиаторными датчиками температуры, которые размещены раздельно – не рассматриваются как различные типы устройств.

7.4 Величина s

Величина s должна быть определена в соответствии с 4.16. Комбинации радиаторов и распределителей теплopotребления с $s > 0,67$ (метод измерения двумя датчиками) или с $s > 0,3$ (метод измерения одним датчиком и методы измерения датчиками комнатной температуры, которые размещены раздельно), измеренных при начальных условиях, обычно не допускаются. Величины s до 0,72 (метод измерения двумя датчиками) или $s > 0,4$ (метод измерения одним датчиком и методы измерения датчиками комнатной температуры, которые размещены раздельно) допускаются в качестве исключения с одной учетной единицей, при условии, что обсуждаемая поверхность составляет не более 25% всей греющей поверхности, или если средняя расчетная температура теплоносителя выше 80 °C. Монтаж разрешен только на радиаторах, для которых известно значение s во время выставления фактуры на стоимость расходуемого тепла.

Определение значения s должно основываться на определениях, отличных от 4.16. Эти определения должны быть представлены очень подробно. В таком случае следует обеспечить, чтобы один тип распределителя теплopotребления обрабатывался однородно и чтобы было возможно отнести значение s к значениям, определенным в 4.16.

7.5 Тарифный коэффициент

K_T следует использовать для расчета комнатных температур менее 16 °C.

8 Требования к обслуживанию и считыванию

В качестве части процесса считывания распределители теплopotребления должны быть проверены на соблюдение их общих условий эксплуатации, прочности монтажа, целостности пломбирования и на наличие повреждений.

В качестве части годового процесса мониторинга, проверка работоспособности должна быть выполнена в соответствии с требованиями 5.10. Полученные результаты должны быть зарегистрированы. Батареи должны иметь идентификационную маркировку, которая показывает дату производства или монтажа. Если батареи

рассчитаны не менее чем на один год, то должна быть показана дата для следующей их замены.

Перед каждой заменой батарей клеммы или другие соединительные элементы должны быть осмотрены на предмет обнаружения окисления, формирования кристаллов или загрязнения, которые могут привести к возрастанию контактного сопротивления.

После замены батарей, камера должна быть опломбирована.

Результирующий тарифный коэффициент или цифра, пропорциональная ему по 7.1, должна быть отмечена в записи для каждого распределителя теплотребления. Если используется не тарифицированные отображаемые отсчеты, дополнительно следует установить серийный номер. При использовании тарифицированных отображаемых отсчетов вместо результирующего тарифного коэффициента может быть установлен серийный номер. 9. Тестирование

9.1 Общие положения

Тестирование должно быть выполнено в соответствии с параграфом 10, также как и проверки требований параграфов 5, 6, 7 и 8, которые не имеют отношения к параграфу 10. Следующие испытания должны быть выполнены сертифицированной испытательной лабораторией.

9.2 Сопроводительная документация при проведении испытаний

Документация, необходимая для проведения испытаний, такая как сертификаты, документация, расчеты, чертежи и инструкции по монтажу и пр. предоставляется заявителем.

9.3 Отчеты по испытаниям

Подготавливаемые отчеты по испытаниям должны включать в себя со ссылкой на параграф 10 следующую информацию:

- a) испытательная лаборатория;
- b) заявитель;
- c) производитель;
- d) описание прибора, спецификация принадлежностей к приборам тестируемого типа;
- e) используемые поля;
- g) дата;
- h) подпись лица, ответственного за испытания.

9.4 Протоколы испытаний

В протоколах испытаний должны быть отражены различные испытания и полученные результаты. Они должны быть включены в отчет по испытаниям.

10 Процедуры испытаний

10.1 Конструкция

Соответствие оборудования чертежам проверяется визуально или, в случае необходимости, измерениями.

10.2 Пломбирование

Работоспособность и конструктивное исполнение устройств пломбирования или альтернативных средств защиты проверяется визуальным инспектированием.

10.3 Температурная стойкость

Ванна на пять полностью укомплектованных распределителей теплотребления каждого типа должны проходить испытания в течение 24 часов в нагреваемой камере при температуре на 5 К выше верхнего предела температур $t_{\max}$ (см. 4.6). Соответствие требованиям 5.1 следует протестировать для предельных погрешностей в одном из пунктов испытаний в соответствии с 10.4 перед и после испытаний.

10.4 Максимально допустимые погрешности

Для проверки методов измерения, рекомендованных производителем, следует использовать ванну на пять приборов и номинальные характеристики испытуемого прибора. Испытания следует проводить на радиаторе с $c \leq 0,1$ при расходе теплоносителя, соответствующем начальным условиям (см. 4.1) и избыточных температурах теплоносителя (Δt) 60 К, 30 К, 12 К и $8\text{К} \pm 1,5\text{ К}$, основанных на комнатной температуре 20 °С, но с минимальной избыточной температурой в 1 К по отношению к пусковой температуре $t_Z - t_L$. Следует обеспечить воспроизводимую установку приборов. Это может быть обеспечено путем измерения температуры поверхности на внешней стороне корпуса распределителя теплотребления в точках, которые обеспечивают тепловой контакт между датчиком температуры и радиатором или окружающим воздухом. Производитель должен указать температуры, которые должны быть исключены в этом месте. При избыточной температуре теплоносителя в 30 К указанные выше испытания должны быть проведены с тремя различными результирующими тарифными коэффициентами в соотношении 1 : 2 : 4. Пять распределителей теплотребления должны быть испытаны с каждым тарифным коэффициентом. Границы погрешностей должны быть проверены с использованием отображаемых отсчетов, относящихся к наименьшим значениям используемых результирующих тарифных коэффициентов; следует проверить

также предполагаемые результирующие тарифные коэффициентов. Для распределителей теплотребления, которые имеют датчики температуры, установленные на внешней стороне корпуса, испытания на эталонном радиаторе могут быть заменены испытаниями, в которых датчики температуры погружены в контролируемые по температуре ванны.

Предельные погрешности в 5.11 не должны быть превышены ни в одном из испытываемых образцов.

10.5 Старение

Процедуры испытаний для процессов старения должны выполняться на пяти работающих распределителях с известными характеристиками, путем их экспозиции на 300 температурных циклов с максимальным периодом в 100 минут каждый. Процесс старения может быть обеспечен:

а) в тепловой камере

Температурный цикл создается путем медленного подогрева распределителей теплотребления в течение максимального периода в 45 минут и выше до температуры $(0,7 \times (t_{\max} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}) + 20\text{ }^{\circ}\text{C}) \pm 2\text{ K}$ и, затем, охлаждения до $(25 \pm 2)\text{ }^{\circ}\text{C}$.

б) Электрическим подогревом, масляным радиатором

В этом случае распределители теплотребления будут закреплены в монтажном положении, определяемом заявителем. Температурный цикл будет создаваться медленным подогревом радиатора в течение максимального периода 45 минут и выше до температуры поверхности в монтажном положении, соответствующей верхней границе температуры $t_{\max}$ (см. 4.6) $\pm 2\text{ K}$ и, затем, охлаждением до $(25 \pm 2)\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для распределителей с датчиками, которые размещаются отдельно от вычислителя, датчики температуры должны быть подогреты в течение температурных циклов до температуры $t_{\max} \pm 2\text{ K}$.

Компоненты (центральный блок, вычислитель и т.д.), которые не установлены на радиаторе, должны быть подогреты в нагревательной камере до температуры $(50 \pm 2\text{ K})\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Дополнительные испытания должны быть выполнены в соответствии с 10.4 в одной из оговоренных температурных точек. В этом испытании после завершения испытания на старение пределы погрешности в соответствии с (5.11) могут быть превышены не более чем в два раза. Если погрешность, вызванная процессом

старения, не является систематической, например дрейф в том же направлении), то тестируемые образцы должны быть подвергнуты воздействию 300 температурных циклов, после чего испытание должно повториться.

10.6 Внешние воздействия

Распределители теплотребления должны быть испытаны на соответствие требованиям параграфов 5.13, 5.14, 5.15, 5.16 и 5.17. Тесты по 5.15 должны быть выполнены для распределителей, которые имеют датчики комнатной температуры, расположенные раздельно, путем нагрева этих датчиков комнатной температуры максимальной мощностью 25 Вт до максимальной температуры 50 °С.

Испытания по 5.16 должны быть выполнены при окружающих температурах 0 °С и 50 °С.

10.7 Значения s , процедуры испытания

Испытания на значение s должны быть выполнены при начальных условиях.

Три распределителя теплотребления каждого типа в ванной должны быть испытаны в идентичных условиях. Соблюдение монтажных положений и инструкций, обеспечивается заявителем. В этом испытании должны быть измерены температуры и измеряемые сигналы, соответствующие определениям в 4.16, и на этой основе рассчитано значение s .

Испытание должно быть проведено следующим образом.

Лабораторные измерительные приборы должны быть использованы для температур датчиков, или если кривые характеристик датчиков известны, сигналы с датчиков должны быть сняты непосредственно с распределителя теплотребления.

Разность между индивидуальными значениями s установленных распределителей теплотребления не должны превышать 0.02.

10.8 Значения s , диапазон испытаний

Значения s должны быть определены путем измерений на следующих семи основных типах радиаторов:

- a) секционный радиатор из литого чугуна;
- b) секционный радиатор из стальных пластин;
- c) радиатор с панелями вертикального профиля;
- d) радиатор с не профилированными пластинами;
- e) радиатор из трубчатых секций;
- f) радиатор с заслонкой трубчатого типа;

г) панельный радиатор с горизонтальным потоком воды.

Если заявителю известны значения c для своих радиаторов, то лабораторные испытания должны сравнить эти значения с результатами его собственных измерений.

Для монтажа на других радиаторах, чьи значения c не установлены через измерения, выполненные на семи базовых типах радиаторов, значения характеристик должны быть представлены заявителем для подтверждения на испытаниях в лаборатории. Лабораторные испытания должны выяснить достоверность точности представленных значений c путем повторных измерений образца с обеспечением точности измерений значений c в 3%.

Значения c , представленные заявителем, должны не систематически отклоняться не более ± 0.02 от значений, полученных при измерениях в испытательной лаборатории. Кроме того, систематические отклонения допустимы при обеспечении того, чтобы они не превышали тарифный коэффициент K_C более чем на $\pm 3\%$.

10.9 Тарифный коэффициент K_Q

Испытание должно быть выполнено со ссылкой на таблицу, предоставленную заявителем, содержащую существующие тарифные коэффициенты. Градуировки в таблице должны использоваться для определения расчетным путем следующего положения: каждая ли записанная тепловая мощность радиаторов отвечает по точности требованиям параграфа 7.1? Соответствие точности и применение тарифных коэффициентов K_Q должно быть проверено на основе соответствующих документов, предоставляемых заявителем.

10.10 Тарифный коэффициент K_C

Достоверность знания и применения тарифных коэффициентов K_C должна быть обеспечена заявителем.

11 Маркировка

Распределитель теплopotребления должен иметь на четкой маркировке следующие данные:

тип распределителя теплopotребления

серийный номер, результирующий тарифный коэффициент или цифру, пропорциональную ему (см. 7.1)

$t_{\min}, t_{\max}$

Приложение А (информативное)

Информация и рекомендации

В этом приложении представлена информация и даны рекомендации по условиям систем теплоснабжения (А.1) для области применения различных методов распределителя теплоснабжения (А.2). Они включают рекомендации для распределения с диссипацией тепла, которая не может быть проконтролирована потребителем, (А.3) и ссылки по дополнительным корректировкам.

А.1 Системы теплоснабжения

Рекомендуется, чтобы системы теплоснабжения, которые должны быть снабжены распределителями теплоснабжения, имели следующие свойства:

а) Радиаторы должны быть снабжены регулирующими устройствами, чтобы пользователь имел возможность регулировать радиатор (например, термостатические клапаны).

б) Для регулирования температуры потока следует применять правильно настроенный центральный регулятор с датчиком температуры наружного воздуха.

с) Система теплоснабжения должна быть настроена гидравлически для получения номинального расхода теплоносителя, соответствующего расчетным параметрам.

Следует всегда соблюдать рекомендации пункта а), поскольку они рассматриваются как необходимые дополнительные рекомендации при измерении теплоснабжения. Рекомендации пунктов б) и с) предназначены для минимизации погрешности распределителя теплоснабжения. Рекомендации д) должны обеспечивать достаточный обогрев.

А.2 Рекомендованная область применения

В таблице А.1 представлена информация о рекомендованной области применения для различных методов распределения теплоснабжения. В таблице область применения заужена по сравнению со стандартной с тем, чтобы снизить уровень ошибки распределения. Это основано на исследованиях, аналогичных [1]³⁾; следует отметить также выбранные здесь начальные условия.

А.3 Тепловое излучение, не контролируемое потребителем

Тепловое излучение от труб, проходящее через блок потребителя, которое не может быть проконтролировано потребителем, следует учесть при выполнении расчетов распределения теплоснабжения в том случае, если количество тепла, рассеиваемое таким образом, существенно влияет на точность распределения ⁴⁾.

Допущение состоит в том, что рекомендации А.1 – выполнены.

А.4 Дополнительные корректировки

А.4.1 В контексте выписки счетов-фактур за теплоснабжение допустимы дополнительные корректировочные коэффициенты, которые согласованы с национальным законодательством, особенно если оно не носит метрологическую основу.

А.4.2 Если температура потока однотрубной системы теплоснабжения более 95 °С или расчетная разность между температурой поступающего теплоносителя и температурой теплоносителя в обратной трубе превышает 20 К, то для распределителей теплоснабжения испарительного типа можно применить следующий дополнительный тарифный коэффициент K_E для каждого радиатора, если это укладывается в национальные регламентации.

$$K_E = (K_{E, AL} - 1) \times 0.35 + 1 \quad (7)$$

где

$$K_{E, AL} = (v_{AN} / v_{HK}) \times (\Delta t_{HK} / \Delta t_{AN})^n \quad (8)$$

где:

v_{HK} – скорость испарения в расчетных условиях для рассматриваемого радиатора при измеряемом уровне жидкости, соответствующем нулевой отметке на шкале;

v_{AN} – скорость испарения (см. выше), рассчитанная на радиаторе того же типа, с расчетными температурами теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения;

Δt_{HK} – расчетная, избыточная температура теплоносителя для рассматриваемого радиатора;

Δt_{AN} – избыточная температура теплоносителя, рассчитанная на основе расчетных температур в подающем и обратном трубопроводах системы теплоснабжения;

n – показатель степени в нагрузочной характеристике (8) радиаторной части.

Для однотрубной системы, где радиаторы, установленные в линию, имеют размеры, удовлетворяющие тепловым требованиям, отклоняющимся не более чем приблизительно на 50%, допустима проверка границ температур в соответствии с 6.1 и определение значений v_{HK} и t_{HK} , допускающих линейное температурное распределение между радиаторами во всей линии (см. приложение В [3]).

³⁾ См. приложение В [1]

⁴⁾ См., например, приложение В [2]

Таблица А.1 Рекомендованные области применения для распределителей теплораспределения, основанных на принципе испарения (НКVV) и с электрическим источником питания (НКVE)									
+ = желательно - = нежелательно									
1)	Система тепло-снабжения	Число потребителей в линии	Установка трубы	Расчетная температура ²⁾ °C	Класс НКVV ²⁾		НКVE		Много датчиков FF ⁴⁾ + ⁵⁾
					A	B	Комп.	FF	
a	Расчетный диапазон нижней температуры			$t_{m,A} < 55$	-	-	-	-	
				$55 \leq t_{m,A} < 60$	-	+	+	+	+
	Расчетный диапазон верхней температуры			$60 \leq t_{m,A} < 85$	+	+	+	+	+
b	Одна труба	1		$85 \leq t_{m,A}$	+ ⁶⁾	-	+ ⁶⁾	+	+ ⁶⁾
		> 1	горизонтальный		+	+	+	+	+
			вертикальный	$t_{V,A} \leq 95$ и $\Delta t_A \leq 20$	-	-	+	+	+
	Две трубы			$t_{V,A} > 95$ или $\Delta t_A > 20$	+ ⁸⁾	+ ⁸⁾	+	+	+
				+	+	+	+	+	+

1) требования а и б должны быть выполнены.

2) $t_{m,A}$ средняя расчетная температура теплоносителя на радиаторе.

Δt_A расчетное падение температуры однотрубной линии.

$t_{V,A}$ расчетная температура потока системы теплоснабжения.

3) НКVV – класс А: скорость вычисления < 12 или номинальное испарение < 60 мм.

НКVV – класс В: скорость вычисления ≥ 12 и процент воды в измеряемой жидкости $\leq 4\%$ и номинальное испарение ≥ 60 мм.

4) Compr. = распределитель теплораспределения компактный.

FF = распределитель теплораспределения с дистанционными датчиками.

5) В зависимости от прибора будет наблюдаться нижняя граница температуры.

6) В зависимости от прибора будет наблюдаться нижняя граница температуры.

7) Может быть использован K_F .

7) Должен быть использован K_F .

**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ОТ 23 НОЯБРЯ 2009 Г. № 261-ФЗ «ОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИИ
И О ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
И О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ОТДЕЛЬНЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ
АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»**

• Опубликовано 27 ноября 2009 г.

• Вступает в силу: 27 ноября 2009 г.

Принят Государственной Думой 11 ноября 2009 года

Одобен Советом Федерации 18 ноября 2009 года

Статья 13. Обеспечение учета используемых энергетических ресурсов и применения приборов учета используемых энергетических ресурсов при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы

7. Здания, строения, сооружения и иные объекты, в процессе эксплуатации которых используются энергетические ресурсы, в том числе временные объекты, вводимые в эксплуатацию после дня вступления в силу настоящего Федерального закона, на дату их ввода в эксплуатацию должны быть оснащены приборами учета используемых энергетических ресурсов, аналогичными указанным в частях 3 - 6 настоящей статьи. **Многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию с 1 января 2012 года после осуществления строительства, реконструкции, должны быть оснащены дополнительно индивидуальными приборами учета используемой тепловой энергии, а многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию с 1 января 2012 года после капитального ремонта, должны быть оснащены индивидуальными приборами учета используемой тепловой энергии при наличии технической возможности их установки.** Собственники приборов учета используемых энергетических ресурсов обязаны обеспечить надлежащую эксплуатацию этих приборов учета, их сохранность, своевременную замену.

8. Действия по установке, замене, эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов вправе осуществлять лица, отвечающие требованиям, установленным законодательством Российской Федерации для осуществления таких действий.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Н. А. Соколов, Е. Б. Гинак

Главный центр государственных эталонов России и метрологическое обеспечение энергосбережения (К 170-летию со дня основания первого государственного метрологического учреждения России, ныне – ВНИИМ им. Д. И. Менделеева) 5

В. А. Медведев

Измерения тепловой энергии в водяных системах теплоснабжения
Косвенные и прямые методы. Роль аттестованных методик
измерений и методик, изложенных в руководстве по эксплуатации 10

В. А. Медведев

Мнемонические записи для показаний теплосчетчиков и
результатов измерений количества теплоты. Смысл, наглядность,
удобство 19

В. А. Медведев

О разработке стандарта «Теплосчетчики и системы измерения
тепловой энергии» 23

Н. Дзекцер, А. Сотникова

Иного пути нет 35

Ю. Н. Осипов

Что препятствует созданию новых правил учета теплоты и
теплоносителя 38

Е. Я. Бадашов, Д. А. Гривастов, Э. М. Шейнин

Новый подход к задачам метрологического контроля АИИС КУТЭ . 45

Я. С. Кожевников, В. А. Медведев, Ю. И. Штерн, М. Ю. Штерн

Беспроводный термометр для виртуального квартирного
теплосчетчика 51

И. В. Кладов, А. С. Маленков, М. И. Рудицер, Д. О. Фетисов, А. Я. Шелгинский

Инновационные теплоэнерготехнологии в промышленности 61

Е. Г. Гашо

Повышение эффективности систем теплоснабжения
мегаполисов 74

В. П. Каргапольцев, А. А. Мицкевич

Противные поверочные установки – общие требования и
практическая реализация 81

Л. Н. Данилевский

Эффективность работы теплообменных аппаратов в системах
вентиляции зданий при низкой температуре окружающего
воздуха 86

Л. Н. Данилевский

Опыт строительства энергоэффективных зданий в Республике
Беларусь 92

Г. И. Сычев

Новейшие расходомеры spirax sarco 99

Г. И. Сычев

Измерение расхода влажного пара 103

Ю. Е. Николаев, А. Б. Дубинин, И. А. Вдовенко

Проблемы повышения эффективности систем теплоснабжения
малых городов 115

О. Н. Медведева

Общие предпосылки к реализации энерго-, ресурсосберегающих
мероприятий при использовании газового топлива в ЖКХ 119

Н. Н. Осипова

Разработка рекомендаций для повышения энергетической
эффективности индивидуальных жилых зданий 127

В. П. Афанасьев

Фильтрация воздуха в СКВ энергоемких объектов 133

А. Л. Емельянов, К. М. Горбатов, А. Михайлов, В. В. Царь

Повышение энергетической эффективности транспортных
кондиционеров 135

Ю. В. Кузьменко

Государственный первичный эталон украины единиц объёма,
массы, объёмного и массового расхода горячей воды 140

М. В. Гаврилкин

Состояние метрологического обеспечения учёта тепловой
энергии, холодной и горячей воды в Украине 145

Д. С. Петров, Э. С. Василевская

Это выгодно всем!
(продолжаем обсуждение № 261-ФЗ) 150

А. А. Личко, С. В. Минин, Е. П. Пистун, Л. В. Лесовой,

Ф. Д. Матико, О. Я. Масняк

САПР «ПОТОК-РУ» – новая система автоматизированного расчета
и проектирования расходомеров переменного перепада давления . . 156

**М. М. Гильманов, В. М. Шарафутдинова, Р. И. Ганиев, И. А. Быков,
А. В. Красавин**

Исследование влияния конструкции присоединительных фланцев
на метрологические характеристики ротационных счетчиков» 164

В. В. Маркин

Системное повышение энергоэффективности в строительстве
(Теоретические и практические аспекты совершенствования
механизмов повышения энергоэффективности (ЭнЭф)
в строительстве). 173

С. Н. Руденко

Мифы об электромагнитных приборах и реальности 179

М. Н. Бурдуний, А. А. Варгин

Оценка пределов допускаемой погрешности утечек теплоносителя
для закрытых водяных систем теплоснабжения 187

С. Р. Вьялицин

Приборное обеспечение для энергосбережения и энергоаудита 199

Нормативные материалы 203

НОРМАТИВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ПРАКТИЧЕСКОЕ
ИЗДАНИЕ

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ТЕПЛО- И ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Материалы 3-й научно-практической
конференции

29–31 мая 2012 г.

Санкт-Петербург. 2012г.

Отпечатано в издательско-полиграфическом центре ООО «К-8»,
190005 Санкт-Петербург, Измайловский пр., д. 18Д